Supplemento ordinario alla "Gazzetta Ufficiale" n. 40 del 16 febbraio 2008 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Sabato, 16 febbraio 2008** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

AVVISO AGLI ABBONATI

Si rammenta che la campagna per il rinnovo degli abbonamenti 2008 è terminata il 26 gennaio e che la sospensione degli invii agli abbonati, che entro tale data non abbiano corrisposto i relativi canoni, avrà effetto nelle prossime settimane.

N. 37

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazione n. 340/07; n. 341/07; n. 342/07; n. 344/07; n. 345/07; n. 346/07; n. 347/07; n. 348/07; n. 349/07; n. 350/07; n. 351/07; n. 352/07 e n. 353/07.

SOMMARIO

———

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007. — *Approvazione del bilancio di previsione per l'esercizio 1º gennaio 2008-31 dicembre 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.* (Deliberazione n. 340/07) .... *Pag.* 3

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007. — *Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011.* (Deliberazione n. 341/07) .... » 20

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007. — *Intimazione ad adempiere alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 marzo 2007, n. 83/07 di «Attuazione della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi della deliberazione 19 luglio 2006, n. 152/06».* (Deliberazione n. 342/07) » 35

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007. — *Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007.* (Deliberazione n. 344/07) .... » 38

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007. — *Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali di cui ai medesimi decreti.* (Deliberazione n. 345/07) .... » 45

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007. — *Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il primo trimestre (gennaio-marzo 2008). Determinazione del corrispettivo unitario variabile CV^1 di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 31 ottobre 2007, n. 277/07.* (Deliberazione n. 346/07) .... » 54

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007. — *Definizione della componente QVD e modifiche degli articoli 8 e 13 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 dicembre 2003, n. 138/03, in materia di criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali.* (Deliberazione n. 347/07) .... » 58

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.* (Deliberazione n. 348/07) .... *Pag.* 62

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la remunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007, n. 156/07 (TIV).* (Deliberazione n. 349/07) .... » 158

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, e della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 novembre 2004, n. 205/04.* (Deliberazione n. 350/07) .... » 170

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Determinazione della remunerazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nella medesima attività.* (Deliberazione n. 351/07) .... » 181

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela: aggiornamento per il 1º trimestre 2008 dei corrispettivi PED (Prezzi Energia e Dispacciamento).* (Deliberazione n. 352/07) .... » 191

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007. — *Aggiornamento delle componenti tarriffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori componenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.* (Deliberazione n. 353/07) .... » 203

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007.

Approvazione del bilancio di previsione per l'esercizio 1° gennaio 2008-31 dicembre 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. (Deliberazione n. 340/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 e in particolare l'art. 2, comma 27;
- il vigente Regolamento di contabilità dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) con allegato Schema dei conti, quale risulta a seguito della deliberazione del Collegio 19 dicembre 2005, n. 280/05, come modificata dalla deliberazione 29 dicembre 2005, n. 294/05;
- la deliberazione 29 dicembre 2006, n. 329/06, con cui l'Autorità ha approvato il Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2007 – 31 dicembre 2007;
- le deliberazioni 5 settembre 2007, n. 212/07 e 27 dicembre 2007, n. 338/07 con cui l'Autorità ha approvato variazioni al proprio Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2007 – 31 dicembre 2007;
- la deliberazione 27 dicembre 2007 n. 339/07 con cui l'Autorità ha approvato variazioni allo Schema dei conti allegato al Regolamento di contabilità.

Visti inoltre:

- il Bilancio di previsione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'esercizio 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2008 allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*) e la relativa relazione;
- il parere del Collegio dei revisori dei conti di cui all'articolo 63 comma 2, del Regolamento di contabilità

DELIBERA

1. di approvare il Bilancio di previsione per l'esercizio 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas allegato alla presente deliberazione (*Allegato A*) di cui costituisce parte integrante e sostanziale;
2. di pubblicare la presente deliberazione sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) e sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana, ai sensi dell'articolo 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481;
3. di dare mandato al Direttore Generale per le azioni a seguire.

Milano, 27 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Allegato A

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO	**22.595.279,31**	**572.300,00**	**23.167.579,31**
TITOLO I - ENTRATE CORRENTI			
Cat. I - Vendita di beni e servizi		-	-
Cat. II - Trasferimenti	**38.645.000,00**	**355.000,00**	**39.000.000,00**
Cap. 100 - Contributo dello Stato per il funzionamento dell'Autorità	0,00	0,00	0,00
Cap. 101- Contributo dei soggetti esercenti il servizio di e.e. e gas	38.645.000,00	355.000,00	39.000.000,00
Cat. III - Redditi patrimoniali	**1.500.000,00**	**0,00**	**1.500.000,00**
Cap. 102 - Interessi attivi	1.500.000,00	0,00	1.500.000,00
Cat. IV - Entrate diverse	**50.000,00**	**0,00**	**50.000,00**
Cap. 104 - Recuperi, rimborsi e proventi diversi	50.000,00	0,00	50.000,00
TOTALE TITOLO I - ENTRATE CORRENTI	**40.195.000,00**	**355.000,00**	**40.550.000,00**
TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE		-	-
Cat. V - Alienazione beni patrimoniali		-	-
Cat. VI - Prelievo dai fondi speciali		-	-
TOTALE TITOLO II - ENTRATE IN CONTO CAPITALE		-	-
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**5.425.000,00**	**500.000,00**	**5.925.000,00**
Cat. VII - Partite di giro e contabilità speciali			
Cap. 105 - Recupero anticipazioni al cassiere	25.000,00	0,00	25.000,00
Cap. 106 - Ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.	5.400.000,00	500.000,00	5.900.000,00
TOTALE ENTRATE	**68.215.279,31**	**1.427.300,00**	**69.642.579,31**

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
TITOLO I - SPESE CORRENTI			
Cat. I - Spese per il funzionamento degli organi istituzionali	**1.082.000,00**	**1.568.000,00**	**2.650.000,00**
Cap. 110 - Compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità	880.000,00	1.200.000,00	2.080.000,00
Cap. 111 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico dell'Autorità	120.000,00	200.000,00	320.000,00
Cap. 112 - Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	82.000,00	168.000,00	250.000,00
Cat. II - Spese per il personale in attività di servizio	**16.511.674,00**	**3.363.034,00**	**19.874.708,00**
Cap. 115 - Stipendi, retribuzioni ed altre indennità al personale	11.550.000,00	2.400.000,00	13.950.000,00
Cap. 116 - Oneri previdenziali ed assistenziali a carico Autorità	3.950.000,00	800.000,00	4.750.000,00
Cap. 117 - Compensi per lavoro straordinario al personale	123.739,00	(12.739,00)	111.000,00
Cap. 118 - Indennità e rimborso spese di missione al personale	887.935,00	175.773,00	1.063.708,00
Cat. III - Spese per personale in quiescenza	**1.580.000,00**	**(280.000,00)**	**1.300.000,00**
Cap. 125 - Accantonamento indennità di fine rapporto	1.100.000,00	(100.000,00)	1.000.000,00
Cap. 126 - Accantonamento assegni integrativi pensioni	480.000,00	(180.000,00)	300.000,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Allegato A

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
Cat. IV - Acquisto di beni e servizi	**15.293.326,00**	**(717.034,00)**	**14.576.292,00**
cap. 130 - Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	154.974,50	25,50	155.000,00
Cap. 131 - Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali	415.123,50	(115.123,50)	300.000,00
Cap. 132 - Canoni di locazione.	2.050.000,00	(100.000,00)	1.950.000,00
Cap. 133 - Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	1.681.000,00	(621.000,00)	1.060.000,00
Cap. 134 - Canoni di noleggio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, di materiale tecnico ed informatico.	998.000,00	(248.000,00)	750.000,00
Cap. 135 - Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	190.905,00	(59.000,00)	131.905,00
Cap. 136 - Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	174.462,00	113.848,00	288.310,00
Cap. 137 - Spese d'ufficio, di stampa, di cancelleria e di materiale informatico.	200.000,00	30.000,00	230.000,00
Cap. 138 - Spese per canone fornitura energia elettrica e manutenzione relativo impianto; spese per fornitura acqua e manutenzione impianto idrico; spese per riscaldamento, condizionamento d'aria dei locali e per la manutenzione del relativo impianto; spese per la manutenzione degli ascensori; spese per la pulizia dei locali, traslochi e facchinaggio; spese per tassa smaltimento rifiuti solidi urbani	895.000,00	60.000,00	955.000,00
Cap. 139 - Spese telefoniche, telegrafiche e postali.	540.000,00	(20.000,00)	520.000,00
Cap. 140 - Spese impreviste o occasionali.	0,00	0,00	0,00
Cap. 141 - Spese di rappresentanza.	22.000,00	12.000,00	34.000,00
Cap. 142 - Corsi di formazione e aggiorn. professionale per il personale, partecipazione alle spese per corsi indetti da Enti ed organismi vari, partecipazione a convegni e congressi, contributi formazione esterna.	287.364,00	181.636,00	469.000,00
Cap. 143 - Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	192.680,00	(3.680,00)	189.000,00
Cap. 144 - Vigilanza locali.	400.000,00	70.000,00	470.000,00
Cap. 145 - Premi di assicurazione assistenza sanitaria integrativa.	120.000,00	30.000,00	150.000,00
Cap. 146 - Premi di assicurazione diversi.	160.000,00	20.000,00	180.000,00
Cap. 148 - Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	150.526,00	(526,00)	150.000,00
Cap. 149 - Spese bancarie.	10.000,00	0,00	10.000,00
Cap. 151 - Spese per incarichi di collaborazione.	1.149.919,00	(61.419,00)	1.088.500,00
Cap. 152 - Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza.	984.864,00	(270.864,00)	714.000,00
Cap. 153 - Spese per fornitura lavoro temporaneo	690.000,00	60.000,00	750.000,00
Cap. 154 - Convenzioni, protocolli, accordi nazionali e internazionali, quote associative, contributi	1.547.250,00	762.750,00	2.310.000,00
Cap. 155 - Spese per servizi esterni	2.279.258,00	(557.681,00)	1.721.577,00
Cat. V - Trasferimenti	**0,00**	**1.000.000,00**	**1.000.000,00**
Cap. 159 - Rimborsi	0,00	1.000.000,00	1.000.000,00
Cat. VI - Somme non attribuibili	**19.233.279,31**	**2.993.300,00**	**22.226.579,31**
Cap. 160 - Fondo di riserva	19.233.279,31	2.993.300,00	22.226.579,31
Cap. 161 - Fondo compensazione entrate	0,00	-	0,00
TOTALE TITOLO I - SPESE CORRENTI	**53.700.279,31**	**7.927.300,00**	**61.627.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Allegato A

Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE			
Cat. VII - Costituzione di fondi	**0,00**		**0,00**
Cap. 170 - Accantonamento da destinarsi ai fondi di quiescenza	0,00	-	0,00
Cat. VIII - Beni mobili ed immobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche	**9.090.000,00**	**(7.000.000,00)**	**2.090.000,00**
Cap. 180 - Spese per l'acquisto di beni mobili, personal computer, macchine uso ufficio, attrezzature tecnico scientifiche, apparecchiature elettroniche per sistemi di rete.	800.000,00	0,00	800.000,00
Cap. 181 - Spese per l'acquisto e la rilegatura di libri e riviste professionali per la biblioteca.	90.000,00	0,00	90.000,00
Cap. 182 - Spese per immobili sedi di lavoro dell'Autorità	8.200.000,00	(7.000.000,00)	1.200.000,00
TOTALE TITOLO II - SPESE IN CONTO CAPITALE	**9.090.000,00**	**(7.000.000,00)**	**2.090.000,00**
TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI			
Cat. IX - Partite di giro e contabilità speciali	**5.425.000,00**	**500.000,00**	**5.925.000,00**
Cap. 190 - Anticipazioni al cassiere per le piccole spese e per la corresponsione di anticipi al personale inviato in missione.	25.000,00	0,00	25.000,00
Cap. 191 - Versamento ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale	5.400.000,00	500.000,00	5.900.000,00
di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.			
Cap. 192 - Anticipazioni all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni	0,00	0,00	0,00
TOTALE TITOLO III - PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**5.425.000,00**	**500.000,00**	**5.925.000,00**
TOTALE SPESE	**68.215.279,31**	**1.427.300,00**	**69.642.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Entrate

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	Previsione esercizio 2008
			AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO	22.595.279,31	572.300,00	**23.167.579,31**
I			**ENTRATE CORRENTI**			
	I		**Vendita di beni e servizi**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria I	0,00	0,00	**0,00**
	II		**Trasferimenti**			
		100	Contributo dello Stato per il funzionamento dell'Autorità	0,00	0,00	**0,00**
		101	Contributo dei soggetti esercenti il servizio di energia	38.645.000,00	355.000,00	**39.000.000,00**
			Totale categoria II	38.645.000,00	355.000,00	**39.000.000,00**
	III		**Redditi patrimoniali**			
		102	Interessi attivi	1.500.000,00	0,00	**1.500.000,00**
			Totale categoria III	1.500.000,00	0,00	**1.500.000,00**
	IV		**Entrate diverse**			
		104	Recuperi, rimborsi e proventi diversi	50.000,00	0,00	**50.000,00**
			Totale categoria IV	50.000,00	0,00	**50.000,00**
			TOTALE ENTRATE CORRENTI	40.195.000,00	355.000,00	**40.550.000,00**
II			**ENTRATE IN CONTO CAPITALE**			
	V		**Alienazione di beni patrimoniali**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria V	0,00	0,00	**0,00**
	VI		**Prelievo dai fondi speciali**	0,00	0,00	**0,00**
			Totale categoria VI	0,00	0,00	**0,00**
			TOTALE ENTRATE IN CONTO CAPITALE	0,00	0,00	**0,00**
III			**PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI**			
	VII		**Partite di giro e contabilità speciali**			
		105	Recupero anticipazioni al cassiere.	25.000,00	0,00	**25.000,00**
		106	Ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali sui compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità e sugli emolumenti al personale. Ritenute di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Ritenute per conto terzi.	5.400.000,00	500.000,00	**5.900.000,00**
			Totale categoria VII	5.425.000,00	500.000,00	**5.925.000,00**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008
Entrate

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
			TOTALE PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	5.425.000,00	500.000,00	**5.925.000,00**
			TOTALE GENERALE	**68.215.279,31**	**1.427.300,00**	**69.642.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
I			**SPESE CORRENTI**			
			DIREZIONE PERSONALE AMMINISTRAZIONE E FINANZA - GESTIONE AMMINISTRATIVA			
	I		**Spese per funzionamento degli organi istituzionali**			
		110	Compensi al Presidente ed ai Membri dell'Autorità	880.000,00	1.200.000,00	2.080.000,00
		111	Oneri previdenziali ed assistenziali a carico dell'Autorità	120.000,00	200.000,00	320.000,00
		112	Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	0,00	0,00	0,00
			Totale spese per funzionamento organi istituzionali	1.000.000,00	1.400.000,00	2.400.000,00
	II		**Personale in attività di servizio**			
		115	Stipendi, retribuzioni ed altre indennità al personale	11.550.000,00	2.400.000,00	13.950.000,00
		116	Oneri previdenziali ed assistenziali a carico Autorità	3.950.000,00	800.000,00	4.750.000,00
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	6.000,00	6.000,00	12.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	45.000,00	20.000,00	65.000,00
			Totale personale in attività di servizio	15.551.000,00	3.226.000,00	18.777.000,00
	III		**Personale in quiescenza**			
		125	Accantonamento indennità di fine rapporto	1.100.000,00	(100.000,00)	1.000.000,00
		126	Accantonamento assegni integrativi pensioni	480.000,00	(180.000,00)	300.000,00
			Totale personale in quiescenza	1.580.000,00	(280.000,00)	1.300.000,00
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		132	Canoni di locazione.	2.050.000,00	(100.000,00)	1.950.000,00
		133	Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	1.000.000,00	60.000,00	1.060.000,00
		134	Canoni di noleggio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, di materiale tecnico ed informatico.	998.000,00	(248.000,00)	750.000,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	90.000,00	(20.000,00)	70.000,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	5.000,00	10.000,00	15.000,00
		137	Spese d'ufficio, di stampa, di cancelleria e di materiale informatico.	200.000,00	30.000,00	230.000,00
		138	Spese per canone fornitura energia elettrica e manutenzione relativo impianto; spese per fornitura acqua e manutenzione impianto idrico; spese per riscaldamento, condizionamento d'aria dei locali e per la manutenzione del relativo impianto; spese per la manutenzione degli ascensori; spese per la pulizia dei locali, traslochi e facchinaggio; spese per tassa smaltimento rifiuti solidi urbani.	895.000,00	60.000,00	955.000,00
		139	Spese telefoniche, telegrafiche e postali.	540.000,00	(20.000,00)	520.000,00
		140	Spese impreviste o occasionali.	0,00	0,00	0,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
		142	Corsi di formazione e aggiornamento professionale per il pers. partecipazione alle spese per corsi indetti da Enti ed organismi vari, partecipazione a convegni e congressi, contributi alla formazione esterna.	190.000,00	35.000,00	225.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	39.000,00	1.000,00	40.000,00
		144	Vigilanza locali.	400.000,00	70.000,00	470.000,00
		145	Premi di assicurazione assistenza sanitaria integrativa.	120.000,00	30.000,00	150.000,00
		146	Premi di assicurazione diversi.	160.000,00	20.000,00	180.000,00
		148	Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	0,00	150.000,00	150.000,00
		149	Spese bancarie.	10.000,00	0,00	10.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	90.000,00	15.000,00	105.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	200.000,00	5.000,00	205.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	400.000,00	150.000,00	550.000,00
		154	Convenzioni, protocolli, accordi nazionali e internazionali, quote associative, contributi	755.000,00	490.000,00	1.245.000,00
		155	Spese per servizi esterni	310.000,00	65.000,00	375.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi	8.452.000,00	803.000,00	9.255.000,00
	V		**Trasferimenti**			
		159	Rimborsi	0,00	1.000.000,00	1.000.000,00
			Totale trasferimenti	0,00	1.000.000,00	1.000.000,00
	VI		**Somme non attribuibili**			
		160	Fondo di riserva	19.233.279,31	2.993.300,00	22.226.579,31
		161	Fondo compensazione entrate	0,00		0,00
			Totale somme non attribuibili	19.233.279,31	2.993.300,00	22.226.579,31
			TOTALE DIR. PERSONALE AMM. E FINANZA GEST. AMM.	**45.816.279,31**	**9.142.300,00**	**54.958.579,31**
			DIREZIONE GENERALE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	25.000,00	(12.000,00)	13.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	40.000,00	0,00	40.000,00
			Totale personale in attività di servizio Direzione generale	**65.000,00**	**(12.000,00)**	**53.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.000,00	0,00	1.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	7.000,00	0,00	7.000,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	20.000,00	2.000,00	22.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	5.000,00	0,00	5.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	61.000,00	(21.000,00)	40.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	65.000,00	(65.000,00)	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	26.000,00	64.000,00	90.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Direzione generale	**185.000,00**	**(20.000,00)**	**165.000,00**
			TOTALE DIREZIONE GENERALE	**250.000,00**	**(32.000,00)**	**218.000,00**
			SEGRETARIATO GENERALE			
	I		**Spese per funzionamento degli organi istituzionali**			
		112	Rimborso spese di missione al Presidente e ai Membri dell'Autorità	82.000,00	168.000,00	250.000,00
			Totale spese per funzionamento organi istituzionali	**82.000,00**	**168.000,00**	**250.000,00**
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	42.000,00	(5.000,00)	37.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	182.000,00	68.000,00	250.000,00
			Totale personale in attività di servizio Segretariato gen.	**224.000,00**	**63.000,00**	**287.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	154.974,50	25,50	155.000,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	415.123,50	(115.123,50)	300.000,00
		133	Spese per la manutenzione ordinaria, riparazione ed adattamento dei locali, installazione e manutenzione impianti tecnici, elettronici, di sicurezza e prevenzione. Manutenzione ed esercizio delle macchine d'ufficio, degli automezzi, dei beni mobili e degli arredi. Assistenza tecnica per i sistemi informatici.	681.000,00	(681.000,00)	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	8.500,00	57.500,00	66.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	15.000,00	12.000,00	27.000,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	5.000,00	55.000,00	60.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	5.000,00	19.000,00	24.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	113.000,00	(9.000,00)	104.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	0,00	20.000,00	20.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	140.000,00	0,00	140.000,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	68.402,00	48.598,00	117.000,00
		155	Spese per servizi esterni	88.000,00	(73.000,00)	15.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Segretariato gen.	**1.694.000,00**	**(666.000,00)**	**1.028.000,00**
			TOTALE SEGRETARIATO GENERALE	**2.000.000,00**	**(435.000,00)**	**1.565.000,00**
			DIREZIONE CONSUMATORI E QUALITA' DEL SERVIZIO			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	4.000,00	(500,00)	3.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	110.000,00	0,00	110.000,00
			Totale personale in attività di servizio DCQS	**114.000,00**	**(500,00)**	**113.500,00**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	2.144,00	4.856,00	7.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	20.000,00	10.000,00	30.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	10.000,00	0,00	10.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	100.000,00	10.000,00	110.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	35.000,00	40.000,00	75.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	415.248,00	(27.248,00)	388.000,00
		155	Spese per servizi esterni	1.057.608,00	(757.608,00)	300.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DCQS	**1.640.000,00**	**(720.000,00)**	**920.000,00**
			TOTALE DIR. CONSUMATORI E QUALITA' DEL SERVIZIO	**1.754.000,00**	**(720.500,00)**	**1.033.500,00**
			DIREZIONE MERCATI			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	12.000,00	1.000,00	13.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	210.000,00	30.000,00	240.000,00
			Totale personale in attività di servizio Direzione Mercati	**222.000,00**	**31.000,00**	**253.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	3.000,00	2.000,00	5.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	5.000,00	25.000,00	30.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	20.000,00	10.000,00	30.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	360.000,00	(60.000,00)	300.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	310.000,00	(130.000,00)	180.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	250.000,00	80.000,00	330.000,00
		155	Spese per servizi esterni	30.000,00	40.000,00	70.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi Direzione Mercati	**978.000,00**	**(33.000,00)**	**945.000,00**
			TOTALE DIREZIONE MERCATI	**1.200.000,00**	**(2.000,00)**	**1.198.000,00**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
			DIREZIONE LEGISLATIVO LEGALE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	8.239,00	761,00	9.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	44.000,00	21.000,00	65.000,00
			Totale personale in attività di servizio DLGL	**52.239,00**	**21.761,00**	**74.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.108,00	392,00	1.500,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	8.264,00	41.736,00	50.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	3.680,00	21.320,00	25.000,00
		148	Spese per liti, arbitraggi, notificazioni e oneri accessori.	150.526,00	(150.526,00)	0,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	86.919,00	13.581,00	100.500,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	169.464,00	(104.464,00)	65.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	55.000,00	5.000,00	60.000,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	22.800,00	50.200,00	73.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DLGL	**497.761,00**	**(122.761,00)**	**375.000,00**
			TOTALE DIREZIONE LEGISLATIVO LEGALE	**550.000,00**	**(101.000,00)**	**449.000,00**
			DIREZIONE COMUNICAZIONE ED EVENTI			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	16.000,00	(2.000,00)	14.000,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	27.935,00	273,00	28.208,00
			Totale personale in attività di servizio Dir. Com. ed Eventi	**43.935,00**	**(1.727,00)**	**42.208,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	100.905,00	(39.000,00)	61.905,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	66.310,00	19.000,00	85.310,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	0,00	8.000,00	8.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	66.000,00	(46.000,00)	20.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	38.000,00	43.000,00	81.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	0,00	0,00	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	404.850,00	13.727,00	418.577,00
			Totale acquisto di beni e servizi Dir. Com. ed eventi	**676.065,00**	**(1.273,00)**	**674.792,00**
			TOTALE DIREZIONE COMUNICAZIONE ED EVENTI	**720.000,00**	**(3.000,00)**	**717.000,00**
			DIREZIONE STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	3.000,00	(500,00)	2.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	40.000,00	0,00	40.000,00
			Totale personale in attività di servizio DSSD	**43.000,00**	**(500,00)**	**42.500,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	85.000,00	15.000,00	100.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	14.000,00	0,00	14.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	20.000,00	0,00	20.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	185.000,00	3.000,00	188.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	35.000,00	(20.000,00)	15.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	0,00	0,00	0,00
		155	Spese per servizi esterni	78.000,00	2.000,00	80.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DSSL	**417.000,00**	**0,00**	**417.000,00**
			TOTALE DIR. STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE	**460.000,00**	**(500,00)**	**459.500,00**
			DIREZIONE TARIFFE			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	5.000,00	(500,00)	4.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	99.000,00	(4.000,00)	95.000,00
			Totale personale in attività di servizio DTRF	**104.000,00**	**(4.500,00)**	**99.500,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.000,00	4.000,00	5.000,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008
Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	25.000,00	0,00	25.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	10.000,00	0,00	10.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	177.000,00	(77.000,00)	100.000,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	131.000,00	(31.000,00)	100.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	30.000,00	(30.000,00)	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	40.000,00	110.000,00	150.000,00
		155	Spese per servizi esterni	182.000,00	28.000,00	210.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DTRF	**596.000,00**	**4.000,00**	**600.000,00**
			TOTALE DIREZIONE TARIFFE	**700.000,00**	**(500,00)**	**699.500,00**
			DIREZIONE VIGILANZA E CONTROLLO			
	II		**Personale in attività di servizio**			
		117	Compensi per lavoro straordinario al personale	2.500,00	0,00	2.500,00
		118	Indennità e rimborso spese di missione al personale	90.000,00	40.500,00	130.500,00
			Totale personale in attività di servizio DVGC	**92.500,00**	**40.500,00**	**133.000,00**
	IV		**Acquisto di beni e servizi**			
		130	Spese per il funzionamento di collegi, comitati e commissioni (compresi i compensi ai membri e le indennità di missione e spese trasporto).	0,00	0,00	0,00
		131	Compensi e rimborsi ad esperti su specifici temi e problemi istituzionali.	0,00	0,00	0,00
		135	Spese per inserzioni, pubblicazioni, informazione istituzionale.	0,00	0,00	0,00
		136	Spese per l'acquisto di giornali, per materiale di informazione e documentazione, per consultazione banche dati e per il collegamento in tempo reale con centri elettronici di altre amministrazioni.	1.400,00	1.100,00	2.500,00
		141	Spese di rappresentanza.	0,00	0,00	0,00
		142	Corsi di aggiornamento professionale per il personale e partecipazione alle spese per corsi indetti da organismi vari, partecipazione congressi, contributi alla formazione esterna.	100,00	4.900,00	5.000,00
		143	Spese per l'organizzazione di convegni, congressi, mostre ed altre manifestazioni.	14.000,00	(9.000,00)	5.000,00
		151	Spese per incarichi di collaborazione	0,00	0,00	0,00
		152	Spese per incarichi di studio, ricerca e consulenza	43.400,00	(29.400,00)	14.000,00
		153	Spese per fornitura lavoro temporaneo	0,00	0,00	0,00
		154	Spese per convenzioni, protocolli e quote associative	18.600,00	61.400,00	80.000,00
		155	Spese per servizi esterni	80.000,00	10.000,00	90.000,00
			Totale acquisto di beni e servizi DVGC	**157.500,00**	**39.000,00**	**196.500,00**
			TOTALE DIREZIONE VIGILANZA E CONTROLLO	**250.000,00**	**79.500,00**	**329.500,00**
			TOTALE SPESE CORRENTI	**53.700.279,31**	**7.927.300,00**	**61.627.579,31**
II			**SPESE IN CONTO CAPITALE**			
			DIREZIONE PERSONALE AMMINISTRAZIONE E FINANZA - GESTIONE AMMINISTRATIVA			
	VII		**Costituzione di fondi**			
		170	Accantonamento da destinarsi ai fondi di quiescenza	0,00	0,00	0,00
			Totale categoria VII	0,00	0,00	0,00

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Spese

Allegato A

Tit.	Cat.	Cap.	Denominazione	Previsione definitiva esercizio 2007	Variazione per l'esercizio 2008	**Previsione esercizio 2008**
	VIII		**Beni mobili ed immobili, macchine ed attrezzature tecnico scientifiche**			
		180	Spese per l'acquisto di beni mobili, personal computer, macchine uso ufficio, attrezzature tecnico scientifiche, apparecchiature elettroniche per sistemi di rete.	800.000,00	0,00	800.000,00
			DIREZIONE STRATEGIE STUDI E DOCUMENTAZIONE			
		181	Spese per l'acquisto e la rilegatura di libri e riviste professionali per la biblioteca.	90.000,00	0,00	90.000,00
			DIREZIONE PERSONALE AMMINISTRAZIONE E FINANZA - GESTIONE AMMINISTRATIVA			
		182	Spese per immobili sedi di lavoro dell'Autorità	8.200.000,00	(7.000.000,00)	1.200.000,00
			Totale categoria VIII	9.090.000,00	(7.000.000,00)	2.090.000,00
			TOTALE SPESE IN CONTO CAPITALI	**9.090.000,00**	**(7.000.000,00)**	**2.090.000,00**
III			**PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI**			
	IX		**Partite di giro e contabilità speciali**			
		190	Anticipazioni al cassiere per le piccole spese e per la corresponsione di anticipi al personale inviato in missione.	25.000,00	0,00	25.000,00
		191	Versamento ritenute previdenziali, assistenziali ed erariali operate sui compensi all'Autorità e sugli emolumenti al personale. Versamento ritenuta di acconto su assegni, indennità e compensi al personale di altre Amministrazioni ed agli incaricati di particolari prestazioni. Versamento ritenute per conto terzi. Versamento ritenuta d'acconto operata su emolumenti diversi.	5.400.000,00	500.000,00	5.900.000,00
		192	Anticipazioni all'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni	0,00	0,00	0,00
			Totale categoria IX	5.425.000,00	500.000,00	5.925.000,00
			TOTALE PARTITE DI GIRO E CONTABILITA' SPECIALI	**5.425.000,00**	**500.000,00**	**5.925.000,00**
			TOTALE GENERALE	**68.215.279,31**	**1.427.300,00**	**69.642.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Avanzo

Allegato n. 1

BILANCIO DI PREVISIONE PER L'ESERCIZIO 2008

TABELLA DIMOSTRATIVA DELL'AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO DELL'ESERCIZIO 2007	*Valori in euro*	Valori in euro
FONDO CASSA DISPONIBILE ALL'01/01/2007 (a		55.862.170,90
- Residui attivi iniziali	*357.732,95*	
- Residui passivi iniziali	*(12.966.348,58)*	
- Fondo compensazione entrate	*(20.658.275,96)*	
AVANZO INIZIALE APPLICATO		22.595.279,31
- Entrate presunte accertate nell'esercizio (al lordo partite di giro)	*44.945.000,00*	
- Spese presunte impegnate nell'esercizio (al lordo partite di giro)	*(45.372.700,00)*	
AVANZO ALLA DATA DI REDAZIONE DEL BILANCIO		22.167.579,31
VARIAZIONE PRESUNTA DEI RESIDUI ATTIVI AL 31/12/2007		0,00
VARIAZIONE PRESUNTA DEI RESIDUI PASSIVI AL 31/12/2007		1.000.000,00
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE PRESUNTO E DISPONIBILE AL 31/12/2007		**23.167.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008

Fondo di riserva

Allegato n. 1

Composizione Fondo di riserva

Riserva per maggiori spese	
Totale entrate	63.717.579,31
Partite di giro in entrata	5.925.000,00
Totale spese da impegnare	(41.491.000,00)
Partite di giro in uscita	(5.925.000,00)

Totale composizione Fondo di riserva	**22.226.579,31**

BILANCIO DI PREVISIONE DELL'AUTORITA' PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'ESERCIZIO 1 GENNAIO 2008 - 31 DICEMBRE 2008
Voci di spesa

Allegato n. 1

RIEPILOGO VOCI DI SPESA

Personale e collegio	
Capitolo 110 (Retribuzioni collegio)	2.080.000,00
Capitolo 111 (Contributi collegio)	320.000,00
Capitolo 115 (Retribuzioni personale)	13.950.000,00
Capitolo 116 (Contributi personale)	4.750.000,00
Capitolo 125 (accantonamento T.F.R.)	1.000.000,00
Capitolo 126 (versamenti F.P.A.)	300.000,00
Totale personale e collegio	**22.400.000,00**

Spese generali	
Capitolo 118 (missioni GdF)	20.000,00
Capitolo 132 (affitti)	1.950.000,00
Capitolo 133 (manutenzioni varie)	1.060.000,00
Capitolo 134 (noleggi e godimento beni di terzi)	750.000,00
Capitolo 135 (inserzioni e pubblicità)	10.000,00
Capitolo 136 (giornali e acquisizione banche dati)	10.000,00
Capitolo 137 (spese ufficio acquisto software)	230.000,00
Capitolo 138 (energia elettrica, acqua, pulizie)	955.000,00
Capitolo 139 (telefoniche e postali)	520.000,00
Capitolo 140 (spese occasionali)	0,00
Capitolo 142 (aggiornamento professionale)	25.000,00
Capitolo 143 (organizzazione convegni)	10.000,00
Capitolo 144 (vigilanza locali)	470.000,00
Capitolo 145 (assicurazioni assistenza sanitaria)	150.000,00
Capitolo 148 (liti e arbitrati)	150.000,00
Capitolo 146 (assicurazioni varie)	180.000,00
Capitolo 149 (spese bancarie)	10.000,00
Capitolo 151 (spese per incarichi di collaborazione)	50.000,00
Capitolo 152 (spese per incarichi di consulenza)	65.000,00
Capitolo 153 (spese fornitura lavoro temporaneo)	550.000,00
Capitolo 154 (convenzioni e protocolli)	800.000,00
Capitolo 155 (spese per servizi esterni)	270.000,00
Capitolo 159 (rimborso contributo)	1.000.000,00
Totale spese generali	**9.235.000,00**

Spese decentrate	
Capitolo 112 (missioni componenti)	250.000,00
Capitolo 117 (straordinari)	111.000,00
Capitolo 118 (missioni personale)	1.043.708,00
Capitolo 130 (collegi e comitati)	155.000,00
Capitolo 131 (esperti esterni)	300.000,00
Capitolo 133 (manutenzioni Ufficio Roma)	0,00
Capitolo 135 (inserzioni e pubblicità)	121.905,00
Capitolo 136 (giornali e acquisizione banche dati)	278.310,00
Capitolo 141 (spese rappresentanza)	34.000,00
Capitolo 142 (aggiornamento professionale)	444.000,00
Capitolo 143 (organizzazione convegni)	179.000,00
Capitolo 151 (spese per incarichi di collaborazione)	1.038.500,00
Capitolo 152 (spese per incarichi di consulenza)	649.000,00
Capitolo 153 (spese fornitura lavoro temporaneo)	200.000,00
Capitolo 154 (convenzioni e protocolli)	1.510.000,00
Capitolo 155 (spese per servizi esterni)	1.451.577,00
Capitolo 181 (biblioteca)	90.000,00
Totale spese decentrate	**7.856.000,00**

Investimenti	
Capitolo 180 (acquisto beni mobili)	800.000,00
Capitolo 182 (acquisto immobile)	1.200.000,00
Totale investimenti	**2.000.000,00**

Totale spese	**41.491.000,00**

Fondo di riserva	
Capitolo 160 (fondo di riserva)	22.226.579,31
Totale fondo di riserva	**22.226.579,31**

Partite di giro	
Partite di giro	5.925.000,00
Totale partite di giro	**5.925.000,00**

Totale generale	**69.642.579,31**

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007.

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011. (Deliberazione n. 341/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e in particolare l'articolo 2, comma 12, lettere *d)*, *e), g)* e *h)*;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto ministeriale 22 dicembre 2000 recante approvazione della convenzione tipo di cui all'art. 3, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: DM 22 dicembre 2000);
- il decreto legge 23 agosto 2003, n. 239, convertito in legge con modificazioni con la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 (di seguito: deliberazione n. 250/04), e in particolare l'Allegato A alla medesima deliberazione;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005 n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05);
- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/06;
- la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 49/06, recante verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento di cui al DPCM 11 maggio 2004 (di seguito: Codice di rete);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito: deliberazione n. 209/06);
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07 (di seguito: deliberazione n. 172/07);
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07 (di seguito: deliberazione n. 281/07);

- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 (di seguito: deliberazione n. 333/07) e, in particolare, l'Allegato A recante "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011" (di seguito: Testo integrato per il periodo 2008-2011);
- il documento per la consultazione 4 aprile 2007 concernente "Opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel terzo periodo di regolazione (2008-2011)", Atto n. 16/07 (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 concernente "Proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011)", Atto n. 36/07 (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007 concernente "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008 – 2011", Atto n. 47/07;
- il documento per la consultazione 6 dicembre 2007 concernente "Schema di provvedimento per la regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011", Atto n. 53/07 (di seguito: quarto documento per la consultazione);
- le osservazioni dei soggetti interessati in relazione alle opzioni e proposte di regolazione della qualità del servizio di trasmissione, pervenute all'Autorità a seguito della pubblicazione del primo, del secondo e del quarto documento di consultazione diffusi nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 209/06 (di seguito richiamato come "procedimento in materia di regolazione della qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione").

Considerato che:

- il procedimento in materia di regolazione della qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per le tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il medesimo periodo di regolazione, avviato con la deliberazione n. 208/06;
- il procedimento sulla regolazione in materia di qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione è stato inserito nella sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (A.I.R.) avviata con la deliberazione n. 203/05;
- nel rispetto di tale metodologia, gli obiettivi generali del procedimento sono stati indicati nella deliberazione n. 209/06 di avvio del medesimo e sono stati ulteriormente specificati nel primo documento per la consultazione; in particolare, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica tali obiettivi sono così riassumibili:
  a) ridurre le disalimentazioni della rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN);
  b) prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti (come definiti dall'articolo 35 dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04);
  c) allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione;
  d) valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici;
  e) semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni;

- in attuazione della metodologia A.I.R., nel primo documento per la consultazione sono state presentate opzioni alternative di regolazione per i primi due tra gli obiettivi sopra indicati; per ciascuna opzione è stata condotta, attraverso un'analisi multi-criteri, una valutazione qualitativa preliminare e sono state sollecitati ai soggetti interessati osservazioni e elementi quantitativi per la scelta dell'opzione preferibile;
- il processo di consultazione si è articolato in più fasi, corrispondenti ciascuna alla diffusione di distinti documenti per la consultazione e alla raccolta di osservazioni da parte dei soggetti interessati sulle proposte presentate dall'Autorità;
- nel corso del processo di consultazione i soggetti interessati sono stati continuamente informati delle attività condotte e del piano di consultazione, pubblicato in appendice a ognuno dei documenti per la consultazione, periodicamente aggiornato in esito a ogni consultazione;
- in esito a ogni fase di consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e tenendo altresì conto sia degli obiettivi del procedimento, sia della introduzione a partire dal 1° luglio 2009 di nuovi standard di continuità del servizio relativi alla durata massima del tempo di ripristino dell'alimentazione, applicabili anche alle interruzioni con origine all'interno del perimetro della RTN, come previsto dalla deliberazione n. 172/07 recante Direttiva per la tutela dei clienti finali di energia elettrica interessati da interruzioni prolungate o estese, le cui disposizioni sono confluite nel Testo integrato per il periodo 2008-2011;
- per quanto riguarda in particolare gli obiettivi di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti, a seguito delle osservazioni pervenute in esito al primo documento per la consultazione, l'Autorità ha avanzato nel secondo documento per la consultazione una proposta integrata di regolazione incentivante di alcuni indicatori di qualità del servizio di trasmissione;
- per quanto riguarda in particolare l'obiettivo di semplificare e stabilizzare gli obblighi di registrazione della continuità del servizio, l'Autorità ha emanato la deliberazione n. 281/07, modificando la soglia di identificazione degli incidenti rilevanti e richiedendo a Terna S.p.A. (di seguito: Terna) di presentare all'Autorità, entro il 31 gennaio 2008, le modifiche al Codice di rete, ivi incluso in particolare il documento A.54 allegato al medesimo Codice (di seguito: documento A.54), per adeguare le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla RTN alle disposizioni di detto provvedimento;
- sulla base delle osservazioni pervenute a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione, l'Autorità ha prospettato nel quarto documento per la consultazione uno schema di provvedimento in merito alla regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: schema di provvedimento);
- lo schema di provvedimento è ispirato a una logica di prima sperimentazione della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione ed è basato sui seguenti elementi principali:
  a) per quanto riguarda gli obiettivi di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti: introdurre un meccanismo di regolazione incentivante, basato sulla definizione di tre indicatori di qualità del servizio di trasmissione (*Energia non servita di riferimento*, *Numero di disalimentazione per utente, Quota di utenti senza disalimentazioni,* rilevati sia a livello dell'intera RTN sia a livello di singola Area operativa di Terna) e di un sistema di incentivi e penalità in relazione a livelli obiettivo fissati, per ciascun indicatore, tenendo conto dei livelli di qualità registrati negli ultimi anni e disponibili;

b) per quanto riguarda l'obiettivo di allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione: estendere a Terna l'obbligo di contribuire, in quota parte proporzionale alle proprie responsabilità, alle penalità e indennizzi relativi agli standard individuali di continuità del servizio applicabili ai clienti alimentati in media e bassa tensione, in misura del tutto analoga all'estensione delle responsabilità delle imprese distributrici per le interruzioni, attribuibili a loro responsabilità, con origine sulle reti di distribuzione in alta tensione; inoltre, definire le modalità per il contributo di Terna al Fondo eventi eccezionali, come previsto dall'articolo 50, comma 50.3, del Testo integrato per il periodo 2008-2011;

c) per quanto riguarda l'obiettivo di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici: da una parte, introdurre una remunerazione di tali servizi, basata sulla rilevazione della differenza tra l'energia non fornita "lorda" (valutata come prodotto tra il valore della potenza interrotta e la durata della disalimentazione) e l'energia non fornita "netta" valutata come previsto dal Codice di rete, a parità di carico di riferimento durante la durata di disalimentazione; dall'altra parte, prevedere che tale remunerazione a favore delle imprese distributrici sia attenuata o annullata in caso di non adeguata risposta alle richieste di Terna di esecuzione di manovre sugli impianti funzionali alla gestione della RTN, secondo modalità da definire nel corso dell'anno 2008 congiuntamente tra Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN;

d) per quanto riguarda l'obiettivo di semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni: confermare le disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/07 e valutare, attraverso i contributi dei soggetti partecipanti alla consultazioni, eventuali ulteriori semplificazioni delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 250/04;

- l'Autorità ha ricevuto osservazioni da Terna, Enel, Federutility ed Exergia in relazione allo schema di provvedimento contenuto nel quarto documento per la consultazione; tali osservazioni esprimono una generale condivisione delle proposte dell'Autorità, salvo alcune proposte alternative, richieste di modifica e precisazioni che possono essere così sintetizzate:

  a) per quanto concerne gli obiettivi congiunti di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti, Terna ha formulato osservazioni in merito a:

    - l'opportunità di escludere provvisoriamente dal calcolo dell'energia non fornita i clienti AT non direttamente connessi alla RTN per le disalimentazioni aventi origine all'esterno del perimetro della RTN, in considerazione delle ridotte leve di miglioramento disponibili a Terna in relazione a impianti esterni al perimetro della RTN, per quanto ad essa funzionali, nonché della situazione venutasi a creare in relazione all'applicazione, dal 2007, dei limiti di portata nominale delle linee AT di proprietà delle imprese distributrici definiti dalla norma CEI 11-60, più stringenti rispetto ai criteri dettati dalla convenzione tipo di cui al DM 22 dicembre 2000, ciò potendo comportare la necessità di esercizio radiale di alcune linee di distribuzione primaria;

- la possibilità di basare la regolazione incentivante non sull'indicatore *Energia non fornita di riferimento* bensì sull'indicatore *Tempo medio di disalimentazione*, definito dal Codice di rete come il rapporto tra l'energia non fornita e la potenza media del sistema nel periodo, in quanto tale indicatore non ha natura estensiva e pertanto le sue variazioni non sono influenzate dalle variazioni percentuali dell'energia trasmessa sulla RTN, attese in crescita di circa il 2% annuo per i prossimi anni;
- la richiesta di attenuare i profili di miglioramento attesi per l'indicatore *Energia non servita di riferimento* (o per l'indicatore *Tempo medio di disalimentazione* qualora adottato in sostituzione) limitando i valori indicati nello schema di provvedimento che risulterebbero eccessivamente sfidanti;
- la richiesta di evitare penalizzazioni *a priori* quali quelle che si determinerebbero nel 2009 per via dell'inclusione dell'anno 2007 nei calcoli del livello di partenza dell'indicatore *Energia non servita di riferimento* e per via dell'adozione della media triennale al fine di moderare la volatilità intrinseca di tale indicatore;
- la richiesta di ridurre, rispetto a quanto prospettato in consultazione, l'ampiezza dei tetti massimi per incentivi e penalità per l'ultimo anno del periodo di regolazione in esame, in relazione al carattere innovativo e sperimentale della regolazione;

b) per quanto concerne l'obiettivo di allineare la regolazione della qualità tra trasmissione e distribuzione in alta tensione:
   - Terna non ha formulato particolari osservazioni, suggerendo che l'Autorità conceda un termine congruo per apportare eventuali modifiche nel corso del 2008;
   - Federutility ha richiesto che l'Autorità definisca in maniera chiara ed esaustiva le modalità per il "ribaltamento" a Terna della quota parte di indennizzi erogati ai clienti o penalità eventualmente inflitte all'impresa distributrice per interruzioni non attribuibili ad essa;

c) per quanto concerne l'obiettivo di valorizzare i servizi di mitigazione offerti dalle imprese distributrici:
   - Terna ha richiesto di precisare che il servizio di mitigazione è riferibile solo a impianti di trasformazione direttamente connessi alla RTN;
   - Enel e Federutility hanno ribadito l'opportunità di valorizzare i servizi di mitigazione, previo un confronto tecnico coordinato dall'Autorità e la definizione di regole precise in particolare per la definizione di mancati adempimenti di ordini di apertura e chiusura di linee AT attraverso sistemi di telecontrollo, anche sottoponendo a registrazione (anche vocale, per le comunicazioni verbali telefoniche) le comunicazioni operative tra i *Centri di ripartizione e telecontrollo impianti* di Terna e i Centri operativi delle imprese distributrici;

d) per quanto concerne l'obiettivo di semplificare e stabilizzare le regole di registrazione delle interruzioni:
   - Enel e Federutility hanno espresso la necessità di rivedere le modalità di stima dell'energia non fornita, in modo da rendere possibile la stima dell'energia non fornita sia lorda che netta, ai fini dell'introduzione della valorizzazione dei servizi di mitigazione, anche includendo il riferimento a parametri relativi al numero di clienti progressivamente rialimentati.

Ritenuto che sia opportuno:

- dare seguito alla proposta formulata nel quarto documento per la consultazione, tenendo conto e valutando attentamente le osservazioni formulate dai soggetti interessati e sopra sintetizzate negli aspetti principali;

- confermare le proposte formulate nel quarto documento per la consultazione o rivederne alcuni aspetti, in relazione alle argomentazioni prodotte dai soggetti interessati partecipanti alla terza consultazione, come di seguito specificato:
  a) per quanto concerne gli obiettivi congiunti di ridurre le disalimentazioni della RTN e di prevenire e mitigare gli incidenti rilevanti, in accoglimento di alcune delle proposte formulate da Terna:
     - escludere provvisoriamente, per il solo periodo di regolazione, gli utenti non direttamente connessi alla RTN dal calcolo dell'energia non fornita in occasione di disalimentazioni aventi origine all'esterno del perimetro della RTN;
     - mantenere l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* quale indicatore a base della regolazione incentivante, attenuando leggermente il profilo di miglioramento minimo previsto dai livelli obiettivo rispetto a quanto previsto nello schema di provvedimento;
     - applicare la verifica dei livelli obiettivo a partire dal 2010, in modo che anche per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* sia disponibile un valore del livello effettivo computato come media triennale di livelli annuali tutti successivi all'entrata in vigore del presente provvedimento;
     - limitare al 2% il tetto massimo per gli incentivi e all'1,5% il tetto massimo per le penalità in considerazione della natura sperimentale e innovativa della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione;
  b) per quanto concerne i restanti obiettivi, confermare le proposte avanzate nello schema di provvedimento contenuto nel quarto documento per la consultazione;
- abrogare alcune disposizioni della deliberazione n. 250/04 in tema di livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione che non hanno più ragione di essere a seguito dell'introduzione delle disposizioni di cui al presente provvedimento;
- in virtù della portata innovativa e sperimentale della regolazione della qualità del servizio di trasmissione definita con il presente provvedimento, prorogare al 31 marzo 2008 il termine di cui al punto 4 della deliberazione n. 281/07 entro il quale Terna deve presentare all'Autorità le modifiche al Codice di rete, ivi incluso in particolare il documento A.54 allegato al medesimo Codice;
- dare mandato al Direttore della Direzione consumatori e qualità del servizio affinché provveda a dare attuazione alle disposizioni di cui al presente provvedimento, in particolare attraverso un confronto tecnico tra Terna e imprese distributrici per le necessarie implementazioni del Documento A.54 allegato al Codice di rete, fatte salve le disposizioni già impartite con la deliberazione n. 281/07, interessando altresì il Comitato elettrotecnico italiano per quanto concerne l'applicazione della norma CEI 11-60 in merito alla portata nominale delle linee esercite in alta tensione, allo scopo di precisare alcuni aspetti operativi della medesima norma in modo che vengano verificate, e nel caso risolte, eventuali incongruenze con le disposizioni di cui alla convenzione tipo approvata con DM 22 dicembre 2000;
- di modificare il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 333/07 per definire le modalità di contribuzione di Terna al Fondo per eventi eccezionali, nonché per rettificare alcuni errori materiali individuati nel medesimo Testo integrato successivamente alla sua pubblicazione

DELIBERA

1. di approvare le disposizioni in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 – 2011, di cui all'*Allegato A* alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di abrogare i commi 33.1, 33.2, 33.3, 33.4, 33.6 e 33.7 dell'articolo 33 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04 e successive modificazioni e integrazioni;
3. di prorogare al 31 marzo 2008 il termine di cui al punto 4 della deliberazione n. 281/07 entro il quale Terna deve presentare all'Autorità le modifiche al Codice di rete, ivi incluso in particolare il documento A.54 allegato al medesimo Codice, per adeguare le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/07, tenendo altresì conto delle disposizioni di cui al presente provvedimento;
4. di dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità affinché provveda, fatte salve le disposizioni già impartite con la deliberazione n. 281/07 in tema di Istruzioni tecniche, all'attuazione e al monitoraggio delle disposizioni di cui all'Allegato A del presente provvedimento, con il coinvolgimento di Terna e delle imprese distributrici direttamente connesse alla RTN, anche proponendo all'Autorità uno o più provvedimenti per l'aggiornamento del medesimo Allegato A sulla base degli esiti del predetto monitoraggio, e altresì verifichi con il Comitato elettrotecnico italiano eventuali incongruenze tra la norma CEI 11-60 in merito alla portata nominale delle linee esercite in alta tensione e le disposizioni di cui alla Convenzione tipo approvata con DM 22 dicembre 2000;
5. di modificare l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, anche per rettificare alcuni errori materiali rinvenuti dopo la pubblicazione, e di pubblicare sul sito internet dell'Autorità detto Allegato come risultante dalle seguenti modifiche e integrazioni:
   a. il comma 50.3 è sostituito dal seguente:
      "50.3 Entro il 30 aprile di ogni anno, a decorrere dal 2009, Terna versa al Fondo un contributo pari al prodotto dell'energia non fornita relativa alla parte di disalimentazioni dell'anno precedente con durata in eccesso a 2 ore, per un'aliquota pari a 10.000 euro/MWh. Ai fini di tale conteggio:
      a) non sono conteggiate le disalimentazioni attribuite a cause di forza maggiore, a cause esterne o a cause di insufficienza di risorse di cui all'articolo 30, comma 30.1, lettera c), dell'Allegato A alla deliberazione n. 250/04;
      b) la durata della singola interruzione, ai fini della verifica del superamento della soglia di 2 ore, è valutata al netto di eventuali posticipi e sospensioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza."
   b. al comma 34.9, sostituire le parole "quota parte di ogni penalità *P* di cui al comma 34.5" con le parole "quota parte di ogni penalità *P* di cui al comma 34.2";
   c. al termine dell'articolo 32, comma 32.1, lettera *g)*, dopo le parole "carico dell'impresa distributrice" sono aggiunte le parole «nonché le interruzioni aventi origine "sistema elettrico" ai sensi del precedente comma 6.1, lettera a)» dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07;
   d. nella Tabella 4 della Parte I, sostituire le prime tre colonne con le omologhe colonne della Tabella 5.
6. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

Allegato A

Regolazione della qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento:
   a) si applicano le definizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, e successive modificazioni e integrazioni;
   b) si fa inoltre riferimento alle modalità di registrazione delle disalimentazioni e calcolo degli indicatori di continuità del servizio di trasmissione di cui al Documento A.54 allegato al Codice di rete (di seguito: Documento A.54), come modificato e integrato ai sensi della deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07.

Articolo 2
Finalità e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce il quadro di incentivi e penalità applicabili nel periodo di regolazione 2008-2011 alla società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) per il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione.

2.2 Il presente provvedimento ha la finalità di promuovere il miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti. L'Autorità vigila sul fatto che tale miglioramento non sia ottenuto con aggravio delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento.

Articolo 3
Energia non fornita di riferimento

3.1 Ai fini del presente provvedimento, l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* è pari all'ammontare annuo di energia non fornita, per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la Rete di trasmissione nazionale (di seguito: RTN), con le sole esclusioni e limitazioni di cui ai commi successivi.

3.2 In via temporanea e limitatamente al periodo di regolazione 2008-2011, l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* è valutato rispetto ai seguenti utenti AT coinvolti nelle disalimentazioni:
   a) utenti AT sia direttamente connessi che non direttamente connessi alla RTN, per disalimentazioni aventi origine nella RTN medesima;
   b) utenti AT direttamente connessi alla RTN, per disalimentazioni aventi origine su impianti degli utenti della RTN, di cui all'Allegato A della deliberazione n. 250/04, articolo 30, comma 30.1, lettera b), punto v).

3.3 Nel caso di incidenti rilevanti, all'energia non fornita valutata in applicazione del Documento A.54, al netto delle esclusioni di cui al comma successivo, si applica convenzionalmente la funzione di limitazione di cui alla Tabella 1; il risultato di tale limitazione convenzionale concorre all'indicatore *Energia non fornita di riferimento* di cui al comma precedente.

3.4 Sono esclusi dal computo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* le seguenti tipologie di disalimentazioni:

a) disalimentazioni dovute all'intervento di sistemi di difesa a fronte di perturbazioni di frequenza con origine sulla rete interconnessa europea;
b) disalimentazioni per applicazione del piano di emergenza PESSE, a fronte di condizioni di inadeguatezza del parco di generazione, solo se è stato fornito preavviso di allerta all'utenza il giorno precedente;
c) disalimentazioni dovute a ordini impartiti da autorità pubbliche per ragioni di emergenza (ad esempio apertura di linee per permettere operazioni di spegnimento di incendi);
d) disalimentazioni dovute a catastrofi naturali di ingenti proporzioni (ad esempio terremoti o alluvioni);
e) disalimentazioni per attentati terroristici, attacchi intenzionali, sabotaggi e furti;
f) incidenti rilevanti, per qualunque causa, con energia non fornita complessiva superiore a 40.000 MWh.

3.5 Sono incluse nel computo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* anche le disalimentazioni causate da interventi degli equilibratori automatici di carico o di teledistacchi o di altri sistemi di difesa le cui specifiche siano definite da Terna, anche se installati sul lato MT di impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT sia direttamente connessi che non direttamente connessi alla RTN.

3.6 Il livello effettivo dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* per l'anno *i* è ottenuto come media aritmetica triennale dei valori dell'anno *i,* dell'anno *i-1* e dell'anno *i-2*.

Articolo 4

Numero di disalimentazioni per utente RTN

4.1 Ai fini del presente provvedimento, l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* è pari al numero medio di disalimentazioni, lunghe o brevi, subito dagli utenti direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale, per tutti gli eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la medesima RTN in ciascuna Area Operativa di Terna (di seguito: AOT), con le sole esclusioni di cui al comma successivo.

4.2 Sono esclusi dal computo dell'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* le seguenti tipologie di disalimentazioni:

a) disalimentazioni di cui al comma 3.4;

b) disalimentazioni con origine su impianti degli utenti della RTN, di cui all'Allegato A della deliberazione n. 250/04, articolo 30, comma 30.1, lettera b), punto v).

4.3 Il livello effettivo dell'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* per l'anno *i*, valutato per ogni singola AOT, è ottenuto come media ponderata biennale dei valori dell'anno *i* e dell'anno *i-1*, utilizzando come criterio di ponderazione il numero di utenti direttamente connessi alla RTN al 31 dicembre di ogni anno.

Articolo 5

Quota di utenti RTN senza disalimentazioni

5.1 Ai fini del presente provvedimento l'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* è pari al rapporto tra il numero di utenti, di qualunque tipo e direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale che nel corso dell'anno non hanno subito alcuna disalimentazione e il numero complessivo di utenti, di qualunque tipo, direttamente connessi alla Rete di trasmissione nazionale.

5.2 Sono esclusi dal computo dell'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* le medesime disalimentazioni di cui al comma 4.2.

5.3 Il livello effettivo dell'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* è valutato con riferimento a ogni singolo anno *i,* per ogni singola AOT e per l'intera RTN.

Articolo 6

Dati di qualità del servizio di trasmissione

6.1 Entro il 30 aprile 2008, Terna mette a disposizione dell'Autorità i seguenti dati storici, ricostruiti in coerenza con le definizioni, le esclusioni e le limitazioni di cui agli articoli precedenti:

a) valori annui dell'indicatore *Energia non fornita di riferimento* (ENSR) per il periodo 2001-2007, con evidenza delle disalimentazioni a cui si applica la funzione di limitazione di cui al comma 3.3, nonché delle disalimentazioni escluse ai sensi del comma 3.4;

b) valori annui, per singola AOT, dell'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* (NDU) almeno per gli anni 2006 e 2007, con evidenza delle disalimentazioni escluse ai sensi del comma 4.2;

c) valori annui, per singola AOT e per l'intera RTN, dell'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* (QSD) almeno per gli anni 2006 e 2007.

6.2 Entro il 30 aprile di ogni anno dal 2009 in avanti, Terna mette a disposizione dell'Autorità i dati di qualità del servizio di trasmissione previsti dal Codice di rete e dal presente provvedimento. I dati comunicati all'Autorità da Terna possono essere soggetti a pubblicazione a parte dell'Autorità.

6.3 Gli Uffici dell'Autorità definiscono le modalità operative per la messa a disposizione dei dati e effettuano i controlli a campione.

Articolo 7

Livelli di partenza e livello obiettivo

7.1 La regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 ha valenza sperimentale. Le regole applicabili ai successivi periodi di regolazione sono stabilite sulla base delle evidenze emerse nell'attuazione della prima sperimentazione.

7.2 Sono definiti i seguenti livelli di partenza:

a) per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* (ENSR)*,* pari al valore della media aritmetica dei livelli medi triennali di tale indicatore disponibili nel periodo 2001-2007;

b) per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* (NDU), pari per ciascuna AOT, al valore della media aritmetica biennale di tale indicatore nel biennio 2006-07;

c) per l'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni* (QSD), pari per ciascuna AOT al valore della media aritmetica biennale di tale indicatore nel biennio 2006-07 e pari per l'intera RTN al valore medio ponderato dei valori medi biennali di tale indicatore nel biennio 2006-07 di ogni AOT, utilizzando come criterio di ponderazione il numero di utenti direttamente connessi a ogni AOT al 31 dicembre di ogni anno.

7.3 Sono definiti i seguenti livelli obiettivo:

a) per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento:* per gli anni 2008 e 2009, il livello obiettivo è pari al livello di partenza; per gli anni 2010 e 2011, l'obiettivo è pari all'obiettivo dell'anno precedente ridotto del 2%;

b) per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* e per ciascuna AOT: per gli anni 2009, 2010 e 2011, l'obiettivo è pari a 0,18 disalimentazioni/utente o, se superiore, al livello di partenza di questo indicatore diminuito ogni anno di una quantità tale da pervenire, nel 2019, al livello di 0,18 disalimentazioni/utente in ogni AOT.

7.4 I livelli di partenza e i livelli obiettivo sono definiti con le seguenti approssimazione:

a) per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento*, espresso in MWh, con arrotondamento all'unità;

b) per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN,* espresso in disalimentazioni/utente, con arrotondamento alla seconda cifra decimale;

c) per l'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni,* espresso in numero puro (compreso tra 0 e 1), con arrotondamento alla terza cifra decimale.

Articolo 8

Incentivi e penalità per la qualità del servizio di trasmissione

8.1 Terna assicura, per gli anni 2010 e 2011, almeno il raggiungimento dei livelli obiettivo degli indicatori *Energia non fornita di riferimento* e *Numero di disalimentazioni per utente RTN*, quest'ultimo valutato separatamente per ogni AOT. Terna inoltre massimizza l'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni*, sia per l'intera RTN che separatamente per ogni AOT.

8.2 Per ognuno degli anni 2010 e 2011 Terna ha diritto a un incentivo nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori dei livelli obiettivo o, nel caso mancato raggiungimento di tali obiettivi, ha l'obbligo di versare una penalità nel conto "Qualità dei servizi elettrici", gestito dalla Cassa conguaglio del settore elettrico, in misura pari, per ogni anno *i*, a:

a) $(LE_{ENSR}-LO_{ENSR})_i \times C_{ENSR}$ per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento* valutato per l'intera RTN, dove LE_{ENSR} è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno *i* ai sensi del comma 3.6, LO_{ENSR} è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno *i*, C_{ENSR} è un parametro che assume il valore di 15.000 euro/MWh;

b) $(LE_{NDU}-LO_{NDU})_{i,j} \times P_{i,j} \times C_{NDU}$ per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN* per ciascuna AOT *j*, dove LE_{NDU} è il livello effettivo di tale indicatore registrato nell'anno *i* e nella AOT *j* ai sensi del comma 4.3, LO_{NDU} è il livello obiettivo di tale indicatore assegnato per l'anno *i* alla AOT *j*, $P_{i,j}$ è la potenza media in MW, pari alla quantità di energia trasmessa nell'anno *i* nella AOT *j* divisa per il numero annuo di ore (8760), e C_{NDU} è un parametro che assume i valori indicati in tabella 2 e espressi in euro/MW/disalimentazione.

8.3 Nel caso di superamento dei livelli obiettivo, gli incentivi sono moltiplicati per il valore $[1+ 2 \times \max(LE_{QSD}-LP_{QSD}; 0)]_{i,j}$ dove LE_{QSD} e LP_{QSD} sono, rispettivamente, il livello effettivo e il livello di partenza dell'indicatore *Quota di utenti RTN senza disalimentazioni*, valutato nell'anno *i* e nell'area *j*, questa essendo l'intera RTN per gli incentivi di cui alla lettera a) del comma precedente e ogni singola AOT per gli incentivi di cui alla lettera b) del medesimo comma.

8.4 L'Autorità determina gli incentivi e le penalità di cui al presente articolo entro il 31 ottobre 2011 con riferimento ai livelli obiettivo fissati per l'anno 2010 ed entro il 31 ottobre 2012 con riferimento ai livelli obiettivo fissati per l'anno 2011. Nel caso che in esito ai controlli effettuati dall'Autorità risulti che i dati di qualità del servizio di trasmissione non sono registrati come previsto dalla normativa applicabile, gli incentivi possono essere ridotti, fatto salvo l'avvio di procedimenti sanzionatori per i casi più gravi, nei quali gli incentivi sono annullati.

Articolo 9
Meccanismi di franchigia e di contenimento del rischio

9.1 Ai fini del confronto tra i livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione e i livelli obiettivo, si applica una fascia di franchigia pari a:
   a) il 10% in più o in meno rispetto al livello obiettivo, per l'indicatore *Energia non fornita di riferimento*;
   b) il 5% in più o in meno rispetto al livello obiettivo, per l'indicatore *Numero di disalimentazioni per utente RTN*.

   Qualora la differenza tra il livello effettivo di un indicatore e il livello obiettivo rientri nella suddetta fascia di franchigia, tale differenza si considera pari a zero.

9.2 L'ammontare totale degli incentivi di cui all'articolo 8 non può eccedere, per ciascuno degli anni 2010 e 2011, un ammontare pari a 2% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione.

9.3 L'ammontare totale delle penalità di cui all'articolo 8 non può eccedere, per ciascuno degli anni 2010 e 2011, un ammontare pari a 1,5% dei ricavi annui riconosciuti per il servizio di trasmissione.

9.4 Per l'anno 2010, qualora non risultino raggiunti i livelli obiettivo assegnati, il pagamento di un terzo della penalità di cui all'articolo 8 è differito in una rata da versare alla Cassa conguaglio del settore elettrico l'anno seguente. Qualora nell'anno seguente venga raggiunto il livello obiettivo assegnato per l'indicatore a cui è relativa la penalità, questa è ridotta in misura pari alla rata differita.

Articolo 10
Valorizzazione dei servizi resi dalle imprese distributrici per la continuità

10.1 Per disalimentazioni che non costituiscono incidenti rilevanti e che interessano impianti di trasformazione AAT/MT o AT/MT direttamente connessi alla RTN, si definisce "mitigazione" la differenza tra l'energia non fornita valutata come prodotto tra il valore della potenza interrotta (attraverso la misura del flusso di potenza, nell'intervallo di tempo immediatamente precedente la disalimentazione, nell'impianto presso cui è fornito il servizio di mitigazione) e la durata della disalimentazione e l'energia non fornita valutata come previsto dal Documento A.54, a parità di carico di riferimento durante la durata di disalimentazione.

10.2 A decorrere dal 2009, i servizi di mitigazione sono valorizzati a un valore unitario pari a 10.000 euro/MWh. La regolazione di queste partite avviene direttamente tra Terna e le imprese distributrici interessate entro il 30 giugno dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i servizi di mitigazione resi.

10.3 In caso di episodi di mancato adempimento, entro livelli di servizio concordati tra Terna e le imprese distributrici, di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni (inclusi gli incidenti rilevanti), gli ammontari dei servizi di mitigazione sono decurtati in questa ragione:
   a) riduzione di un quarto per il primo episodio;

b) riduzione di due terzi per il secondo episodio;
c) annullamento per più di due episodi.

Gli episodi di cui al presente comma sono segnalati tempestivamente da Terna all'impresa distributrice interessata, e con rendicontazione annuale all'Autorità in occasione della comunicazione dei dati di qualità del servizio di trasmissione di cui al comma 6.2. E' fatta salva ogni conseguenza, incluso l'avvio di procedimenti sanzionatori.

10.4 Gli ammontari relativi ai servizi di mitigazione concorrono alla valutazione del rispetto del tetto massimo per le penalità di cui al comma 9.3. Qualora tale tetto sia superato, Terna ne dà comunicazione all'Autorità in modo che la cifra eccedente sia considerata nel provvedimento di chiusura del procedimento annuale relativo alla regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese distributrici.

10.5 Entro l'anno 2008 Terna e le imprese distributrici direttamente connesse alla RTN definiscono di comune intesa le procedure per la determinazione operativa dei valori di mitigazione. Terna predispone un allegato al Documento A.54 conforme a tale intesa e lo presenta all'Autorità per l'approvazione. Entro la stessa scadenza, Terna e le imprese distributrici definiscono di comune intesa i livelli di servizio a cui sono tenute le imprese distributrici nell'esecuzione di ordini di apertura e chiusura di linee attraverso sistemi di teleconduzione o telecontrollo in occasione di disalimentazioni e ne danno comunicazione congiunta all'Autorità. In mancanza di quanto sopra previsto, l'Autorità decide con proprio provvedimento da adottarsi entro il 30 giugno 2009; in tal caso, la decorrenza di cui al comma 10.2 è posticipata all'anno 2010.

Articolo 11

Compartecipazione di Terna ai rimborsi ai clienti connessi a reti di distribuzione MT e BT

11.1 A decorrere dal 2008, Terna è tenuta al pagamento delle quote di penalità o rimborsi ai clienti connessi alle reti di distribuzione MT e BT nei casi previsti dai commi 34.9 e 46.2 del Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, di cui all'Allegato A della deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, con le modalità e nei limiti e termini previsti dal medesimo Testo integrato.

ALLEGATO *A*

Tabelle

Tabella 1 – Funzione di limitazione dell'indicatore *ENSR*

Energia non fornita [MWh]	**Energia non fornita di riferimento [MWh]**
250	250
1.000	500
2.250	750
> 2.250, fino a 40.000	750

Per valori intermedi tra quelli indicati, si adotta la seguenti interpolazione:
ENSR [MWh] = 250 MWh * (ENS [MWh]/ 250)$^{1/2}$

Tabella 2 – Valori del parametro C_{NDU} per fasce dell'indicatore *NDU*

Livello effettivo dell'indicatore NDU	**Parametro C_{NDU} (euro/MW/disal.)**
Fino a 0,18 disalimentazioni/utente	1.000
Tra 0,18 e 0,30 disalimentazioni/utente	3.000
Tra 0,30 e 0,45 disalimentazioni/utente	5.000
Più di 0,45 disalimentazioni/utente	8.000

DELIBERAZIONE 27 dicembre 2007.

Intimazione ad adempiere alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 marzo 2007, n. 83/07, di «Attuazione della Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità ai sensi della deliberazione 19 luglio 2006, n. 152/06». (Deliberazione n. 342/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 27 dicembre 2007

Viste:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481, e in particolare l'articolo 2, comma 20, lettera *c)*;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 luglio 2006, n. 152/06 (di seguito: deliberazione n. 152/06);
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2006, n. 267/06;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2007, n. 83/07 (di seguito: deliberazione n. 83/07);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 210/07.

Considerato che:

- con deliberazione n. 152/06 l'Autorità ha approvato la Direttiva per la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità (di seguito: Direttiva) finalizzata a garantire ai clienti di cui all'art. 2, comma 2.1, della stessa - tramite le informazioni contenute in bolletta ed espresse in un linguaggio comune a tutti gli operatori - la possibilità di verificare la correttezza dei corrispettivi applicati e di valutare la convenienza delle condizioni contrattuali ed economiche pattuite con il fornitore;
- i termini per l'entrata in vigore della Direttiva sono stati prorogati con deliberazione n. 267/06 che ha stabilito, tra l'altro, di prorogarne al 1° aprile 2007 il termine per l'entrata in vigore in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali del mercato vincolato;
- con deliberazione n. 83/07 l'Autorità – anche preso atto di quanto rappresentato da Federutility, per alcune delle aziende associate, in merito alla possibilità di avvio a regime della fatturazione in piena conformità a quanto disposto dalla deliberazione n. 152/06 solo a far data dal 1° giugno 2007 - ha disposto:
  a. la proroga al 1° giugno 2007 del termine per l'entrata in vigore delle disposizioni relative al Quadro di dettaglio di cui alla Direttiva, in relazione ai documenti di fatturazione dei clienti finali del mercato vincolato;

b. l'obbligo, per gli esercenti il servizio di distribuzione e di vendita o anche il solo servizio di vendita ai clienti del mercato vincolato, di far pervenire all'Autorità entro il 15 giugno 2007 la documentazione probante l'avvenuto adempimento della deliberazione n. 152/06 dal 1° aprile 2007 per quanto attiene al Quadro di sintesi e a tutte le altre disposizioni della citata Direttiva diverse da quelle relative al Quadro di dettaglio e dal 1° giugno 2007 per quanto attiene al Quadro di dettaglio;

- l'Autorità ha previsto altresì che l'inottemperanza all'obbligo di far pervenire all'Autorità la documentazione probante l'avvenuto adempimento della deliberazione n. 152/06 costituisca il presupposto per l'avvio di un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera *c)*, della legge n. 481/95;
- gli esercenti di cui all'*Allegato A*, pur avendo inviato una comunicazione agli uffici dell'Autorità in cui preannunciavano un adempimento ritardato e richiedevano una proroga, alla data odierna non hanno fatto seguito agli impegni preannunciati e non hanno fatto pervenire la documentazione necessaria a provare l'avvenuto adempimento alla deliberazione n. 152/06;
- l'obbligo di far pervenire all'Autorità la documentazione probante l'avvenuto adempimento della deliberazione n. 152/06 è comunque necessario e funzionale alla verifica, da parte dell'Autorità stessa, della corretta attuazione della Direttiva.

Ritenuto che sia opportuno:

- intimare agli esercenti di cui all'*Allegato A* di far pervenire all'Autorità, entro e non oltre il 31 gennaio 2008 la documentazione richiesta dal punto 3, lettere *a)* e *b)*, della deliberazione n. 83/07 probante l'avvenuto adempimento alla deliberazione n. 152/06, con indicazione della data di avvenuto adeguamento

DELIBERA

1. di intimare gli esercenti elencati nell'*Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento, di far pervenire entro e non oltre il 31 gennaio 2008 la documentazione richiesta dal punto 3, lettere *a*) e *b)*, della deliberazione 30 marzo 2007, n. 83/07;
2. di prevedere che l'inottemperanza a quanto disposto al precedente punto 1 costituisca presupposto per l'avvio di istruttorie formali per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria, ai sensi dell'articolo 2, comma 20, lettera *c)*, della legge n. 481/95;
3. di comunicare alle società riportate in *Allegato A* il presente provvedimento mediante raccomandata con avviso di ricevimento;
4. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 27 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

N. Progr.	**ESERCENTE**
1	ASM TERNI S.p.a.
2	ATENA TRADING S.r.l.
3	AMAIE S.p.a.
4	ASM VENDITA E SERVIZI S.r.l
5	AGS ALTO GARDA SERVIZI COMMERCIALE S.p.a.
6	C.E.G. SOCIETÀ COOPERATIVA GIGNOD

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007.

Disposizioni per la determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 21 dicembre 2007. (Deliberazione n. 344/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (di seguito: decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" (di seguito: decreto ministeriale gas 20 luglio 2004);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: D.P.R. n. 445/00);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 103/03);
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2004, n. 167/04 (di seguito: deliberazione n. 167/04);
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06;
- la comunicazione della Segreteria Tecnica della Direzione Energia e Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 (prot. Autorità n. 033757 del 21 dicembre 2007), di trasmissione del decreto ministeriale di aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007).

Considerato che:

- l'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica nell'anno 2008 è determinato pari a 1,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) dal decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004 come modificato dall'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
- l'obiettivo quantitativo nazionale di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell'anno 2008 è determinato pari a 1 milione di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) dal decreto ministeriale gas 20 luglio 2004 come modificato dall'articolo 2, comma 2, lettera d) del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
- l'articolo 1, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che, per ciascuno degli anni successivi al 2007 e fino all'emanazione del decreto ministeriale di cui al comma 5 del medesimo articolo, sono soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali;
- l'articolo 1, comma 5, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che con successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza unificata, sono definite le modalità di applicazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, così come aggiornati dallo stesso decreto, ai distributori alla cui rete di distribuzione sono connessi un numero di clienti finali inferiore a 50.000;
- l'articolo 1, commi 3 e 4, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 specifica la natura giuridica degli obblighi di cui ai precedenti alinea;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all'articolo 2 del medesimo decreto, assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica, è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica distribuita dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete, e da esso autocertificata, e l'energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale dai soggetti di cui all'articolo 1, comma 1 del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso;
- l'articolo 3, comma 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che la quota degli obiettivi di cui all'articolo 2, assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di gas naturale, è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla sua rete, e da essa autocertificata, e la quantità di gas naturale distribuita sul territorio nazionale da soggetti di cui all'articolo 1, comma 2, del medesimo decreto, determinata e comunicata annualmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso ed espresse in GJ;

- l'articolo 2, comma 5, del decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004 stabilisce che per energia elettrica distribuita da un distributore si intende l'energia elettrica trasportata a tutti i livelli di tensione ai clienti finali connessi alla rete dello stesso distributore, avente diritto ad esercitare l'attività di distribuzione dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, ivi inclusi gli autoconsumi del distributore medesimo;
- l'articolo 14, comma 2, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 stabilisce che sono fatti salvi i procedimenti avviati dall'Autorità, quelli in corso e i provvedimenti emanati dalla medesima Autorità in attuazione dei decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- l'articolo 17, comma 2, della deliberazione n. 103/03 stabilisce che la dimensione commerciale dei titoli di efficienza energetica di cui all'articolo 10 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 è pari a 1 tep e che, ai fini dell'emissione dei titoli di efficienza energetica, i risparmi di energia verificati e certificati ai sensi dell'articolo 16, comma 1, della medesima deliberazione vengono arrotondati a 1 tep con criterio commerciale;
- l'articolo 5, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 prevede che l'Autorità verifichi annualmente il conseguimento da parte dei distributori dell'obiettivo annuo a ciascuno di essi assegnato ai sensi del medesimo decreto e, in caso di inottemperanza a tali obiettivi, applichi sanzioni in attuazione della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- nelle more della determinazione degli obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell'anno 2008 a seguito dell'applicazione del presente provvedimento:
  a) l'obiettivo minimo per l'anno 2008 in capo a ciascun distributore di energia elettrica obbligato è comunque calcolabile in funzione della quantità di energia elettrica complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2006, che è pari a 270.101 GWh;
  b) l'obiettivo minimo per l'anno 2008 in capo a ciascun distributore di gas naturale obbligato nello stesso anno è comunque calcolabile in funzione della quantità di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell'anno 2006, che è pari a 1.340.423.021 GJ.

Ritenuto che:

- fatto salvo quanto previsto all'articolo 1, comma 5, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, lo spirito dello stesso decreto sia da intendersi nel senso di considerare soggetti agli obblighi di risparmio energetico i distributori che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali;
- ai fini della tempestiva determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria che sono in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale nell'anno 2008 ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, sia necessario richiedere ai distributori di energia elettrica e di gas naturale che avevano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali alla data del 31 dicembre 2006, di trasmettere all'Autorità, entro e non oltre il 21 gennaio 2008, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. n. 445/00 recante:
  a) il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2006;
  b) il volume di energia (rispettivamente di energia elettrica e di gas naturale) distribuito nell'anno 2006;

- ai fini della tempestiva determinazione degli obiettivi di risparmio di energia primaria che sono in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale in ogni anno successivo al 2008 ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, sia necessario richiedere ai distributori di energia elettrica e di gas naturale che avevano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, di trasmettere all'Autorità, entro e non oltre il 30 settembre di ciascun anno a partire dall'anno 2008 (di seguito: anno t), una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. n. 445/00 recante:
  a) il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre dell'anno t-1;
  b) il volume di energia (rispettivamente: energia elettrica e gas naturale) distribuito ai clienti finali connessi alla propria rete conteggiato nell'anno t-1;
- tenuto conto delle semplificazioni introdotte dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 sia opportuno abrogare la deliberazione n. 167/04, sostituendola con disposizioni aderenti a quanto disposto dallo stesso decreto ministeriale 21 dicembre 2007

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

***Articolo* 1**
Definizioni

1.1 Ai fini della presente deliberazione si applicano le definizioni di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati ed integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ed inoltre le seguenti:
  a) autoconsumi dei distributori di energia elettrica sono i consumi dei distributori diversi dagli usi propri della distribuzione di energia elettrica;
  b) energia elettrica distribuita da un distributore è l'energia elettrica di cui all'articolo 2, comma 5, del decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004;
  c) usi propri della distribuzione di energia elettrica sono i consumi di energia elettrica dell'impresa distributrice direttamente connessi all'erogazione del servizio di trasporto su reti di distribuzione.

***Articolo* 2**
Ambito di applicazione

2.1 A partire dall'anno 2008 ed in ognuno degli anni successivi per i quali sono in vigore obblighi di risparmio energetico ai sensi dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni, ai sensi dell'articolo 1, commi 1 e 2, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, tenuto conto di quanto disposto dai commi 3 e 4 del medesimo articolo, sono soggetti alle disposizioni del presente provvedimento i distributori di energia elettrica e di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali.

***Articolo* 3**

Dichiarazione del numero di clienti finali serviti e dell'energia distribuita

3.1 Entro il 30 settembre di ogni anno a partire dall'anno 2008 (anno t) i soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, trasmettono all'Autorità, utilizzando le tabelle 1 e 2 allegate al presente provvedimento, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445 (di seguito: D.P.R. n. 445/00) recante:
   a) il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre dell'anno t-1;
   b) la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell'anno t-1.

***Articolo* 4**

Disposizioni transitorie

4.1 Entro e non oltre il 21 gennaio 2008, i soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, che non abbiano già provveduto alla trasmissione di quanto di seguito indicato, trasmettono all'Autorità, utilizzando le tabelle 1 e 2 allegate, una dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà ai sensi dell'articolo 47 del D.P.R. n. 445/00 recante:
   a) il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2006;
   b) la quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell'anno 2006.

***Articolo* 5**

Disposizioni finali

5.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

2. di abrogare la deliberazione n. 167/04 dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

Milano, 28 dicembre 2007

Il presidente: Ortis

TABELLA 1
Dichiarazione di cui all'articolo 3, comma 1, per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica

Anno di riferimento	

QUADRO 1 - DATI ESERCENTE

L'esercente riporta la propria denominazione (ditta, ragione sociale, denominazione sociale), indica il proprio codice fiscale e riporta il proprio codice esercente come comunicato dagli Uffici dell'Autorità.

1.1 - DENOMINAZIONE	
1.2 - CODICE FISCALE	
1.3 - CODICE ESERCENTE	

QUADRO 2 - NUMERO DI CLIENTI FINALI CONNESSI ALLA PROPRIA RETE DI DISTRIBUZIONE

L'esercente riporta il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di riferimento

Totale clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione

QUADRO 3 - QUANTITA' DISTRIBUITE

L'esercente riporta i quantitativi di energia elettrica distribuiti nell'anno di riferimento

	GWh
Totale	
di cui in:	
Abruzzo	
Basilicata	
Calabria	
Campania	
Emilia Romagna	
Friuli Venezia Giulia	
Lazio	
Liguria	
Lombardia	
Marche	
Molise	
Piemonte	
Puglia	
Sardegna	
Sicilia	
Toscana	
Trentino Alto Adige	
Umbria	
Valle d'Aosta	
Veneto	
Provincia Autonoma di Trento	
Provincia autonoma di Bolzano	

Note:
Si applicano le definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.

TABELLA 2

Dichiarazione di cui all'articolo 3, comma 1, per le imprese di distribuzione di gas naturale

Anno di riferimento	

QUADRO 1 - DATI ESERCENTE

L'esercente riporta la propria denominazione (ditta, ragione sociale, denominazione sociale), indica il proprio codice fiscale e riporta il proprio codice esercente come comunicato dagli Uffici dell'Autorità.

1.1 - DENOMINAZIONE	
1.2 - CODICE FISCALE	
1.3 - CODICE ESERCENTE	

QUADRO 2 - NUMERO DI CLIENTI FINALI CONNESSI ALLA PROPRIA RETE DI DISTRIBUZIONE

L'esercente riporta il numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione al 31 dicembre dell'anno di riferimento

Totale clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione

QUADRO 3 - AUTOCERTIFICAZIONE DELLE QUANTITA' DISTRIBUITE

L'esercente riporta i quantitativi di gas naturale distribuiti nell'anno di riferimento

	GJ
Totale	
di cui in:	
Abruzzo	
Basilicata	
Calabria	
Campania	
Emilia Romagna	
Friuli Venezia Giulia	
Lazio	
Liguria	
Lombardia	
Marche	
Molise	
Piemonte	
Puglia	
Sardegna	
Sicilia	
Toscana	
Trentino Alto Adige	
Umbria	
Valle d'Aosta	
Veneto	
Provincia autonoma di Trento	
Provincia autonoma di Bolzano	

Note:
- Per la conversione dei mc di gas naturale distribuito in GJ si richiede di usare un valore convenzionale per il potere calorifico superiore pari a 38,52 MJ/mc

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007.

Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali di cui ai medesimi decreti. (Deliberazione n. 345/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" (di seguito: decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004);
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164" (di seguito: decreto ministeriale gas 20 luglio 2004);
- il decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06;
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 14 aprile 2005, n. 67/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2007, n. 231/07 (di seguito: deliberazione n. 231/07);
- la deliberazione dell'Autorità 30 novembre 2007, n. 299/07 (di seguito: deliberazione n. 299/07);

- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 16 luglio 2007, Atto n. 28/07, intitolato "Aggiornamento del valore e delle modalità di erogazione del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" (di seguito: primo documento per la consultazione);
- la comunicazione del Direttore Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2007 (prot. Autorità n. 025135 del 19 settembre 2007) di convocazione del tavolo di monitoraggio dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 per un confronto su uno schema di decreto interministeriale di aggiornamento degli stessi decreti (di seguito: schema di decreto ministeriale di aggiornamento);
- il Secondo Rapporto Annuale dell'Autorità sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica, pubblicato nel sito internet dell'Autorità in data 31 ottobre 2007;
- la comunicazione di FederUtility e Anigas del 13 novembre 2007 (prot. Autorità n. 030793 del 15 novembre 2007) in esito all'incontro tecnico tenutosi presso gli uffici dell'Autorità il giorno 6 novembre 2007 con rappresentanti delle medesime associazioni, di Assogas, di Federestrattiva, di Enel e di numerosi distributori di energia elettrica e di gas naturale;
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 30 novembre 2007, Atto n. 49/07, intitolato "Aggiornamento del valore del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- la Segnalazione dell'Autorità al Governo del 4 dicembre 2007 in materia di estensione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 recanti norme per la promozione del risparmio energetico (Atto n. 50/07);
- le osservazioni e i commenti al primo e al secondo documento per la consultazione inviati all'Autorità;
- la documentazione e le informazioni che gli uffici dell'Autorità hanno acquisito dai distributori soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: distributori obbligati) in relazione all'acquisizione e alla vendita di titoli di efficienza energetica mediante contrattazione di cui all'articolo 10, comma 5 degli stessi decreti ministeriali (di seguito: contrattazione bilaterale);
- la comunicazione della Segreteria Tecnica della Direzione Energia e Risorse Minerarie del Ministero dello Sviluppo Economico del 21 dicembre 2007 (prot. Autorità n. 033757 del 21/12/07), di trasmissione del decreto ministeriale di aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007).

Considerato che:

- la deliberazione n. 219/04, dando attuazione a quanto previsto dall'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, prevede un contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria posti a loro carico dai decreti stessi;
- l'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 prevede che entro il 30 settembre di ogni anno l'Autorità può aggiornare il valore del contributo tariffario unitario di cui al comma 1 del medesimo articolo (di seguito: contributo tariffario unitario);

- con il primo documento per la consultazione l'Autorità, a fronte della riduzione dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica (di seguito: TEE) registrata nei mesi precedenti e auspicando un tempestivo intervento normativo di innalzamento e prolungamento temporale degli obiettivi nazionali di risparmio energetico definiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, nelle more di tale intervento ha proposto una riduzione del contributo tariffario unitario da applicarsi per i conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2007 e 2008, al fine di evitare posizioni di rendita per i distributori obbligati ed oneri ingiustificati a carico del sistema energetico nazionale;
- dall'esame delle osservazioni e dei commenti al primo documento per la consultazione inviati all'Autorità è emersa un'ampia condivisione:
  - delle preoccupazioni in merito alla riduzione degli incentivi allo sviluppo di interventi di diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, conseguente alla diminuzione del valore di mercato dei titoli di efficienza energetica;
  - dell'opinione che la sensibile discesa del valore economico dei titoli di efficienza energetica sia anche l'effetto della crescente incertezza generata dalla mancanza di obiettivi di risparmio energetico su scala nazionale per gli anni successivi al 2009 e che di conseguenza siano prioritari l'innalzamento e il prolungamento temporale degli obiettivi, l'estensione del numero dei soggetti obbligati e, più in generale, interventi orientati ad incrementare la domanda di titoli;
- molti operatori hanno inoltre osservato che:
  - la riduzione del contributo tariffario unitario in questa fase del meccanismo sarebbe inopportuna, in considerazione dell'imminente revisione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e del fatto che lo stesso meccanismo non ha ancora raggiunto la maturità;
  - i prezzi medi di scambio dei TEE nel mercato organizzato non sono pienamente rappresentativi dei costi effettivamente sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico e, in particolare, che i prezzi di scambio attraverso la contrattazione bilaterale sono stati superiori a quelli registrati nel mercato organizzato;
- alcuni distributori obbligati hanno sottolineato l'esigenza che nella determinazione del contributo tariffario unitario si tengano in adeguata considerazione anche il possibile effetto sui ricavi dei distributori della contrazione dei volumi distribuiti conseguente alla realizzazione degli interventi di risparmio energetico, gli oneri finanziari e i costi gestionali connessi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico;
- alcuni operatori hanno rilevato che, per effetto dei meccanismi di determinazione e aggiornamento dei prezzi di scambio che sarebbero previsti nella maggioranza dei contratti bilaterali pluriennali, la riduzione del contributo tariffario unitario comporterebbe una contrazione degli incentivi allo sviluppo di interventi di risparmio energetico soprattutto per i soggetti operanti nel settore dell'offerta di titoli di efficienza energetica, che fino ad oggi hanno consentito il conseguimento della quota preponderante dei risparmi energetici certificati dall'Autorità;
- con la deliberazione n. 231/07 e la deliberazione n. 299/07 il termine di cui all'articolo 3, comma 2, della deliberazione n. 219/04 è stato differito rispettivamente al 30 novembre 2007 e al 31 dicembre 2007 limitatamente all'aggiornamento del contributo tariffario unitario da effettuarsi nell'anno 2007, in considerazione dell'imminente revisione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e delle connesse modifiche al meccanismo dei TEE, con particolare riferimento all'entità dei futuri obiettivi di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati;

- tenuto conto delle osservazioni e dei commenti ricevuti al primo documento per la consultazione, l'Autorità ha chiesto ai distributori obbligati informazioni sui contratti bilaterali stipulati a partire dalla data di entrata in vigore dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e sui prezzi dei TEE scambiati attraverso contrattazione bilaterale;
- tenuto conto altresì delle osservazioni e dei commenti ricevuti al primo documento per la consultazione, delle informazioni raccolte in esito alle richieste di cui al precedente alinea e della perdurante mancanza di un quadro normativo certo per i prossimi anni, con il secondo documento per la consultazione l'Autorità ha avanzato nuove proposte in tema di aggiornamento del contributo tariffario e di obblighi di registrazione dei contratti e delle transazioni bilaterali;
- le proposte avanzate nel secondo documento per la consultazione prevedevano in particolare:
  a) l'invarianza, per l'anno 2008, del contributo tariffario unitario previsto dalla deliberazione n. 219/04 qualora fossero stati confermati i nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico individuati nello schema di decreto ministeriale di aggiornamento o, in caso contrario, una sua riduzione nella misura indicata nel documento stesso;
  b) l'introduzione di un obbligo di registrazione dei contratti bilaterali per i distributori obbligati;
  c) la predisposizione di un sistema di registrazione obbligatoria dei prezzi dei titoli di efficienza energetica scambiati attraverso contrattazione bilaterale, a fini strettamente regolatori, prevedendone la gestione attraverso opportune modifiche alla piattaforma informatica che presiede al funzionamento dei Registro dei TEE amministrato dalla società Gestore del mercato elettrico S.p.a.;
- le osservazioni e i commenti ricevuti al secondo documento per la consultazione hanno evidenziato una generale condivisione della proposta di mantenere invariato il valore del contributo tariffario unitario riconosciuto per l'anno 2008, nel caso in cui fossero stati confermati i nuovi obiettivi nazionali di risparmio energetico individuati nello schema di decreto ministeriale di aggiornamento;
- alcuni operatori hanno rilevato la necessità di tenere conto del fatto che il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico previsti per gli anni futuri richiederà lo sviluppo di interventi sempre più onerosi, richiedendo di conseguenza di mantenere il valore del contributo tariffario unitario almeno pari a 100 €/tonnellata equivalente di petrolio (tep) fino alla fine del quinquennio di attuazione dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;
- un operatore ha espresso l'opinione che il contributo tariffario per i distributori obbligati debba essere abolito, in quanto rappresenta un elemento di distorsione del mercato dei titoli di efficienza energetica;
- un altro operatore ha osservato che, in assenza del testo definitivo del decreto di aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, non ritiene analizzabile né giudicabile la congruità del valore di contributo tariffario unitario proposto dall'Autorità ed ha quindi suggerito di considerare come provvisoria la conferma del valore del contributo tariffario unitario attualmente in vigore, in attesa di una analisi approfondita delle conseguenze del nuovo quadro di riferimento normativo;

- alcuni distributori obbligati hanno ribadito quanto già osservato in risposta al primo documento per la consultazione in merito all'esigenza che nella determinazione del contributo tariffario unitario si tengano in adeguata considerazione anche il possibile effetto sui ricavi dei distributori della contrazione dei volumi distribuiti conseguente alla realizzazione degli interventi di risparmio energetico, gli oneri finanziari e i costi gestionali connessi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico;
- la maggior parte degli operatori ha espresso parere favorevole in merito alla proposta di introdurre un obbligo di registrazione dei contratti bilaterali richiedendo, in alcuni casi, una semplificazione dei documenti e delle procedure di trasmissione delle informazioni;
- due soggetti hanno espresso parere negativo in merito alla proposta di cui al precedente alinea, ritenendola un intervento eccessivo in rapporto all'obiettivo regolatorio;
- la totalità degli operatori ha espresso parere favorevole in merito alla proposta relativa alla registrazione dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica mediante contrattazione bilaterale;
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 contiene previsioni che vanno nella direzione auspicata dall'Autorità in relazione, in particolare, all'innalzamento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico previsti per gli anni 2008 e 2009, alla fissazione degli obiettivi di risparmio energetico per gli anni successivi al 2009 e all'estensione degli obblighi di risparmio energetico tramite l'abbassamento della soglia dell'obbligo e la revisione dei criteri di assegnazione degli obiettivi di risparmio energetico ai singoli distributori obbligati;
- ai sensi dell'articolo 4, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 la società Gestore del mercato elettrico S.p.A. provvede ad organizzare, d'intesa con l'Autorità, un sistema per l'effettuazione delle contrattazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica che registri le quantità e i prezzi degli scambi;
- l'articolo 6 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 stabilisce che i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale obbligati per la realizzazione dei progetti con le modalità di cui all'articolo 8 del decreto ministeriale elettrico 20 luglio 2004 e del decreto ministeriale gas 20 luglio 2004 come modificati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007, trovano copertura, qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica o gas naturale e limitatamente alla parte non coperta da altre risorse, sulle componenti delle tariffe per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale, secondo criteri stabiliti dall'Autorità; tali criteri tengono conto degli obiettivi di cui al decreto ministeriale 21 dicembre 2007, del prezzo medio delle transazioni dei titoli di efficienza energetica, dell'evoluzione dei prezzi dell'energia, dei risultati conseguiti, delle conoscenze acquisite dall'Autorità sui costi per la realizzazione dei progetti e della necessità di offrire condizioni omogenee per la realizzazione dei progetti a tutti i soggetti di cui all'articolo 8 dei decreti ministeriali 20 luglio 2004.

Ritenuto che:

- sia opportuno confermare, con riferimento al conseguimento degli obiettivi dell'anno 2008, il valore del contributo tariffario unitario previsto all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04, in considerazione della recente evoluzione del quadro di riferimento normativo;

- sia necessario dare attuazione al disposto dell'articolo 4, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 in materia di registrazione, oltre che delle quantità di titoli di efficienza energetica scambiati attraverso contrattazione bilaterale, anche dei prezzi di scambio, richiedendo alla società Gestore del mercato elettrico S.p.A. di:
  a) sottoporre alla valutazione dell'Autorità una proposta di regolamento avente ad oggetto le modalità procedurali e gli strumenti operativi per la registrazione dei valori di cui al precedente alinea;
  b) predisporre, successivamente all'approvazione da parte dell'Autorità del regolamento di cui alla precedente lettera a), le necessarie e conseguenti modifiche e integrazioni alla piattaforma informatica che presiede al funzionamento del Registro dei titoli di efficienza energetica;
- sia opportuno rendere sistematica la raccolta di informazioni sugli accordi bilaterali aventi ad oggetto i titoli di efficienza energetica, prevedendo un obbligo di registrazione delle principali informazioni in essi contenute, da effettuarsi secondo modalità che verranno stabilite mediante istruzioni operative definite dal Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità;
- sia opportuno avviare un procedimento per la definizione delle modalità di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale obbligati in attuazione dei criteri individuati dall'articolo 6 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 (di seguito: deliberazione n. 219/04) e, inoltre, le seguenti:
  a) "contrattazione bilaterale" è la contrattazione di cui all'articolo 10, comma 5, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004;
  b) "contratto bilaterale" è l'accordo concluso in qualsiasi forma per lo scambio di titoli di efficienza energetica attraverso contrattazione bilaterale;
  c) "distributori obbligati" sono i distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni;
  d) "GME" è la società Gestore del Mercato Elettrico S.p.a.;
  e) "Linee guida" sono l'Allegato A alla deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni;
  f) "Registro" è l'archivio elettronico dei titoli di efficienza energetica gestito dal GME, suddiviso in conti proprietà;
  g) "transazioni bilaterali" sono gli scambi di titoli di efficienza energetica effettuati mediante contrattazione bilaterale e registrati nel Registro.

Articolo 2
Contributo tariffario unitario per l'anno 2008

2.1 Con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2008, il contributo tariffario unitario previsto all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 è confermato pari a 100 €/tonnellata equivalente di petrolio.

Articolo 3
Obbligo di registrazione dei contratti bilaterali

3.1 A partire dall'entrata in vigore del presente provvedimento, ciascun distributore obbligato trasmette all'Autorità informazioni di sintesi sul contenuto di ogni contratto bilaterale da esso stesso concluso ai fini del conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico in capo al medesimo distributore a partire dall'anno 2007.
3.2 Le informazioni di cui al precedente comma 3.1 sono trasmesse all'Autorità utilizzando il modulo di cui all'*Allegato A* al presente provvedimento, con modalità definite dal Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità.

Articolo 4
Registrazione dei prezzi delle transazioni bilaterali

4.1 Entro il 31 gennaio 2008 il GME sottopone all'Autorità, per approvazione, una proposta di regolamento avente ad oggetto le modalità procedurali e gli strumenti operativi per la registrazione dei prezzi di scambio dei titoli di efficienza energetica attraverso contrattazione bilaterale (di seguito: regolamento).
4.2 L'Autorità si pronuncia sulla proposta di regolamento trasmessa dal GME ai sensi del precedente comma entro 30 (trenta) giorni dalla data del suo ricevimento.
4.3 Entro il 31 marzo 2008 il GME predispone le modifiche alla piattaforma informatica che presiede al funzionamento del Registro, necessarie per consentire la registrazione dei prezzi delle transazioni bilaterali secondo le modalità previste dal regolamento approvato ai sensi del comma 4.2.
4.4 Il regolamento, approvato ai sensi del comma 4.2, entra in vigore con decorrenza dalla sua pubblicazione sul sito internet del GME, che lo stesso effettua entro e non oltre cinque (5) giorni successivi a quello di notifica dell'approvazione da parte dell'Autorità.
4.5 A partire dal 1° aprile 2008 i soggetti ammessi ad operare nel Registro dei titoli di efficienza energetica comunicano al GME, unitamente alle quantità di titoli di efficienza energetica scambiate attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio. L'obbligo di comunicazione è esteso a tutte le transazioni bilaterali concluse a partire dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento.

4.6 Il GME può rivedere periodicamente, anche su richiesta dei soggetti interessati, il regolamento, previa approvazione dell'Autorità.
4.7 Entro il quinto giorno di ogni mese a partire dal mese di maggio 2008 il GME pubblica sul proprio sito internet, per ciascuna tipologia di titolo di efficienza energetica e con riferimento alle transazioni bilaterali registrate nel corso del mese precedente, i seguenti dati e informazioni in forma aggregata:
   a) quantità scambiate;
   b) prezzo minimo e massimo;
   c) prezzo medio ponderato per le quantità.
4.8 Il GME è tenuto a mantenere il riserbo sulle informazioni raccolte in attuazione delle disposizioni del presente provvedimento, fatto salvo quanto previsto da obblighi che discendano da provvedimenti normativi o di regolazione.
4.9 Il GME è tenuto a rendere disponibili all'Autorità i dati raccolti in esito al presente provvedimento nella forma che questa riterrà più opportuna a scopi di regolazione.

2. di avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico a partire dagli obiettivi di risparmio energetico relativi all'anno 2009, rendendo disponibili documenti per la consultazione contenenti proposte in tale materia;
3. di convocare, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, audizioni per la consultazione dei soggetti e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi, ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
4. di tener conto, nella formazione dei provvedimenti in materia di aggiornamento del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e di gas naturale obbligati per la realizzazione dei progetti di risparmio energetico dei criteri di cui all'articolo 6 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007;
5. di dare mandato al Direttore della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità affinché definisca le istruzioni operative per l'attuazione del presente provvedimento, dandone comunicazione ai soggetti interessati attraverso il sito internet dell'Autorità e le relative associazioni di categoria;
6. di trasmettere il presente provvedimento al GME;
7. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 28 dicembre 2007

Il presidente: Ortis

Allegato A

MODULO PER LA RACCOLTA DI INFORMAZIONI CONTENUTE NEI CONTRATTI BILATERALI PER LO SCAMBIO DI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Data di sottoscrizione:		Data di scadenza:	
Nome acquirente:		Codice AEEG:	
Nome venditore:		Codice AEEG:	

Scambio per raggiungere gli obiettivi assegnati nell'anno:

VOLUMI	TEE di tipo I	TEE di tipo II	TEE di tipo III
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			

Margine di flessibilità (%)?

PREZZI PREVISTI	TEE di tipo I	TEE di tipo II	TEE di tipo III
2007			
2008			
2009			
2010			
2011			
2012			

Prezzo esplicitamente definito in funzione di: (più di una scelta possibile)

o / x	spese sostenute per il progetto
o / x	contributo tariffario previsto dall'Autorità
o / x	andamento contrattazioni nel mercato organizzato
o / x	commissioni per Registro GME
o / x	altro - specificare

I pagamenti avvengono: anticipati / alla consegna

Clausole particolari(*):

(*) Es.: criteri per l'aggiornamento del prezzo di scambio; motivi di modifica o rinegoziazione del contratto.

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007.

Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per clienti in regime di tutela: aggiornamento per il primo trimestre (gennaio-marzo 2008). Determinazione del corrispettivo unitario variabile CV^1 di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 31 ottobre 2007, n. 277/07. (Deliberazione n. 346/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n. 125;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 20 gennaio 2006;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2006 di aggiornamento della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli;
- il decreto del Ministro 11 settembre 2007, recante obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 aprile 1999, n. 52/99;
- la deliberazione dell'Autorità 29 novembre 2002, n. 195/02 (di seguito: deliberazione n. 195/02) , come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03), come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2005 n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05;
- la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2006, n. 65/06 (di seguito: deliberazione n. 65/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 205/06 (di seguito: deliberazione n. 205/06);
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 320/06 (di seguito: deliberazione n. 320/06);

- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07 (di seguito: deliberazione n. 79/07);
- la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n.144/07;
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 242/07 (di seguito: deliberazione n. 242/07);
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 277/07 (di seguito: deliberazione n. 277/07);
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2007, n. 323/07;
- la nota del Ministero dello Sviluppo Economico, Direzione generale energia e risorse minerarie, in data 22 ottobre 2007, ricevuta dall'Autorità in data 23 ottobre 2007 (prot. n. 28761), con la quale è stato richiesto parere all'Autorità in merito ad uno schema di decreto di aggiornamento della procedura di emergenza ed è stato segnalato che lo stesso schema di decreto stabilisce la proroga al 30 novembre 2007 del termine del 30 ottobre 2007 di cui agli articoli 7, comma 1, ed 8, comma 4, del decreto 11 settembre 2007;
- le ordinanze del Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia nn. 892; 893, 894, 895, 896, 897, 898, 899, 900, 901, 902, 903 del 19 giugno 2007.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 3 del decreto-legge 18 giugno 2007 n. 73, come modificato dalla legge di conversione 3 agosto 2007, n.125 prevede, tra l'altro, che l'Autorità indichi condizioni standard di erogazione del servizio di vendita ai clienti finali, facendo altresì salvi i poteri di vigilanza e di intervento dell'Autorità *"a tutela dei diritti degli utenti anche nei casi di verificati e ingiustificati aumenti di prezzi e alterazioni delle condizioni del servizio per i clienti che non hanno ancora esercitato il diritto di scelta"*;
- tale previsione conferma l'assetto di tutele in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità con le deliberazioni n. 195/02, n. 207/02 e n. 138/03;
- l'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità n. 277/07 ha istituito con decorrenza 1 gennaio 2008 un corrispettivo unitario variabile CV^I, come maggiorazione al corrispettivo unitario variabile *CV* di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 166/05, rinviando la determinazione del valore a successivo provvedimento.

Considerato inoltre che:

- con la deliberazione n. 79/07 l'Autorità:
  a) ha rideterminato i criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, riprovvedendo agli aggiornamenti relativi al periodo compreso tra l'1 gennaio 2005 ed il 31 marzo 2007;
  b) ha disposto, all'articolo 1, commi 1.9 e 1.10, che gli esercenti l'attività di vendita recuperino, nel rispetto delle condizioni ivi previste, l'ammontare relativo ai parziali conguagli a favore dei clienti finali stabiliti ai sensi delle deliberazioni n. 65/06, n. 134/06, n. 205/06 e n. 320/06, rinviando a successivo provvedimento la fissazione delle modalità con le quali gli esercenti effettueranno i conguagli derivanti dalle disposizioni di cui alla medesima deliberazione;

- rispetto al valore definito nella deliberazione n. 242/07 l'indice dei prezzi di riferimento I_t, relativo al gas naturale, ha registrato una variazione maggiore, in valore assoluto, del 2,5%.

Ritenuto che sia necessario:

- per il trimestre gennaio-marzo 2008, in virtù della variazione dell'indice I_t sopra riportata rispetto al valore definito nella deliberazione 242/07, modificare le condizioni economiche di fornitura del gas naturale di cui all'articolo 3 della deliberazione n. 138/03, relativamente al corrispettivo di commercializzazione all'ingrosso previsto dall'articolo 7, comma 1, della medesima deliberazione;
- definire, con la stessa decorrenza dell'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale relativo al trimestre gennaio-marzo 2008, il valore del corrispettivo unitario variabile CV^I, come maggiorazione al corrispettivo unitario variabile CV di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 166/05

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni relative all'aggiornamento per il trimestre gennaio-marzo 2008 delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale

1.1 Per il primo trimestre (gennaio-marzo) 2008, le condizioni economiche di fornitura del gas naturale, determinate ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) n. 138/03, aumentano di 0,0691 centesimi di euro/MJ (0,691 euro/GJ); tale aumento è pari a 2,6617 centesimi di euro/mc per le forniture di gas naturale con potere calorifico superiore di riferimento pari a 38,52 MJ/mc.

Articolo 2
Corrispettivi per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas

2.1 Il corrispettivo unitario variabile CV^I, di cui all'articolo 3 della deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 277/07 (di seguito: deliberazione n. 277/07), è pari a 0,010439 €/GJ.

2.2 Di sostituire la formula relativa al QTV^k di cui all'articolo 6 comma 2 della deliberazione dell'Autorità n. 138/03 con la seguente:

$$QTV^k = 0{,}071908 \cdot \left(\frac{CP_e}{0{,}9} + \left(2{,}592592 \cdot CP_e^{stocc} + 1{,}813880 \cdot CP_u^{stocc}\right) + \frac{CP_u + CR_r}{0{,}27} \right) + CV \quad CV^p \quad CV^I$$

(euro/GJ)

2.3 Di prevedere che l'impresa maggiore di trasporto aggiorni, ai sensi del precedente comma 1 ed entro 15 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, i valori di cui all'articolo 6, comma 5 della deliberazione dell'Autorità n. 138/03.

Articolo 3

Pubblicazione ed entrata in vigore

3.1 Il presente provvedimento, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), entra in vigore l'1 gennaio 2008.

Milano, 28 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 28 dicembre 2007.

Definizione della componente QVD e modifiche degli articoli 8 e 13 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 4 dicembre 2003, n. 138/03, in materia di criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale ai clienti finali. (Deliberazione n. 347/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 28 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00;
- il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 31 ottobre 2002;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 maggio 1997, n. 61/97;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2000, n. 237/00 (di seguito: deliberazione n. 237/00);
- la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2002, n. 207/02 (di seguito: deliberazione n. 207/02);
- la deliberazione dell'Autorità 4 dicembre 2003, n. 138/03 (di seguito: deliberazione n. 138/03);
- la deliberazione dell'Autorità 28 giugno 2006, n. 134/06 (di seguito: deliberazione n. 134/06);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2006, n. 297/06 (di seguito: deliberazione n. 297/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 marzo 2007, n. 79/07;
- la deliberazione dell'Autorità 9 luglio 2007, n. 169/07 (di seguito: deliberazione n. 169/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 240/07 (di seguito: deliberazione n. 240/07);
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007, atto n. 48/07, in materia di prezzi di commercializzazione nella vendita nell'ambito dei servizi di tutela e della remunerazione delle attività di commercializzazione nei medesimi servizi (di seguito: documento per la consultazione 30 novembre 2007).

Considerato che:

- la deliberazione n. 138/03 definisce i criteri per la determinazione delle condizioni economiche di fornitura di gas naturale che gli esercenti l'attività di vendita al dettaglio di gas (di seguito: esercenti la vendita al dettaglio) applicano ai clienti finali di cui all'articolo 1 della deliberazione n. 207/02, come integrato e modificato dall'articolo 2 della deliberazione n. 138/03 e dall'articolo 6 della deliberazione n. 134/06;

- l'articolo 8 della deliberazione n. 138/03 stabilisce le modalità per la determinazione della componente delle condizioni economiche di fornitura relativa alla vendita al dettaglio (di seguito: componente QVD);
- con la deliberazione n. 297/06 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di revisione della componente QVD;
- con la deliberazione n. 169/07 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione della regolazione funzionale e prestazionale e dell'assetto del servizio di misura nella distribuzione gas, che prevede anche l'armonizzazione delle modalità di remunerazione del servizio di misura al fine di assicurare coerenza con l'assetto che sarà definito;
- con la deliberazione n. 240/07, l'Autorità ha stabilito:
  a) che con decorrenza 1 ottobre 2007 il coefficiente rappresentativo dei costi unitari dell'attività di vendita al dettaglio (v), di cui all'articolo 9, comma 4, della deliberazione n. 237/00, assuma valore pari a 35,82 euro/cliente/anno;
  b) di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità per definire in maniera organica le modalità di remunerazione dell'attività di vendita al dettaglio, sia in termini di livello dei costi riconosciuti, sia in termini di articolazione del corrispettivo a copertura di tali costi;
- nel documento per la consultazione 30 novembre 2007 sono riportati gli esiti di un primo approfondimento sulla struttura dei costi di commercializzazione nella vendita al dettaglio del gas naturale, da cui risulta che:
  a) una parte dei costi, avendo natura fissa, non appare collegata ai livelli di consumo del cliente e, conseguentemente, la vigente definizione della componente QVD in forma interamente variabile (euro per unità venduta) dovrebbe essere modificata al fine di riflettere la presenza di costi fissi, che si manifestano anche in assenza di consumi da parte del cliente;
  b) la forte differenziazione del corrispettivo unitario su base locale (QVDi di ambito) non trova più riscontro nell'esistenza di significative diversità territoriali nei costi di commercializzazione;
- conseguentemente nell'ambito della consultazione è stato proposto che:
  a) la componente QVD sia articolata in corrispettivi fissi e variabili, tenendo conto di alcuni elementi tipici degli scaglioni di consumo vigenti per la distribuzione;
  b) i corrispettivi di cui all'alinea precedente tengano conto, in via transitoria fino al 30 settembre 2008, dei corrispettivi unitari attualmente esistenti in ciascun ambito tariffario, al fine di non introdurre discontinuità anteriormente alla ridefinizione complessiva dei corrispettivi dei servizi nel settore del gas;
  c) con decorrenza 1 ottobre 2008 i valori dei corrispettivi fissi e variabili vengano omogeneizzati a livello nazionale;

- nelle osservazioni al documento per la consultazione 30 novembre 2007 gli operatori hanno evidenziato che:
  a) la definizione della componente QVD come articolazione di corrispettivi fissi e variabili risulta adeguata e riflette maggiormente la responsabilità di ciascun cliente finale nella generazione dei costi di commercializzazione rispetto alla determinazione attuale;
  b) i livelli proposti nell'ambito della consultazione per la quota fissa sono considerati per molti operatori troppo bassi e alcuni hanno sottolineato come le attuali differenze nei corrispettivi unitari (QVDi di ambito) determinano differenziazioni nell'entità delle quote fisse proposte, e che queste differenze determinerebbero livelli di quote fisse, in alcuni casi, o eccessivamente bassi o eccessivamente elevati;
  c) l'eventuale definizione di corrispettivi uniformi a livello nazionale dovrebbe essere preceduta da approfondimenti e verifiche;
- gli obblighi di pubblicazione e comunicazione di cui all'articolo 13 comma 1 della deliberazione n. 138/03 devono essere adeguati alle esigenze di pubblicità, trasparenza e verifica delle condizioni economiche di fornitura proposte e applicate dagli esercenti.

Ritenuto che:

- sia necessario adeguare le modalità di determinazione della componente QVD alla struttura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita al dettaglio del gas naturale, attraverso l'introduzione di una articolazione tra corrispettivi fissi e variabili, prevedendo un sistema di corrispettivi che garantisca, per bassi consumi dei clienti finali, l'applicazione di una quota fissa, uniforme ed indipendente dai consumi per tutti gli esercenti la vendita;
- sia altresì necessario il superamento delle differenziazioni per ambito tariffario attualmente esistenti nei corrispettivi unitari;
- sia necessario introdurre in modo graduale la nuova articolazione della componente QVD, in quanto potrebbe avere impatti rilevanti in termini di:
  a) variazioni nella spesa annua di talune categorie di clienti;
  b) effetti sulla situazione economico-finanziaria degli esercenti;
- sia pertanto necessario prevedere, con decorrenza 1 gennaio 2008, una articolazione tra corrispettivi fissi e variabili che tenga conto di alcuni scaglioni di consumo vigenti per la distribuzione nonché, in una prima fase, dei corrispettivi unitari attualmente esistenti in ciascun ambito tariffario;
- sia conseguentemente opportuno eliminare la facoltà di incrementare i corrispettivi a carico dei clienti con consumo annuo fino a 20 GJ, prevista attualmente dal comma 8.2 della deliberazione n. 138/03;
- sia necessario differire ad un momento successivo l'omogeneizzazione dei corrispettivi a livello nazionale, anche a valle della definizione dell'assetto dell'attività di misura, in quanto l'attuale livello della componente QVD remunera anche parte dei costi relativi all'attività di misura del gas naturale, con particolare riferimento alle attività di lettura dei misuratori e di gestione dei dati rilevati;
- sia opportuno adeguare gli obblighi di comunicazione a carico degli esercenti, di cui all'articolo 13 comma 1 della deliberazione n. 138/03

DELIBERA

1. di sostituire l'articolo 8 della deliberazione n. 138/03 con il seguente:

"**Articolo 8**
Componente relativa alla vendita al dettaglio

8.1 Con decorrenza 1 gennaio 2008 la componente relativa alla vendita al dettaglio è costituita dalla somma dei seguenti elementi:

- corrispettivo fisso, pari a: 3,6 euro/cliente/anno
- corrispettivo variabile, pari a: QVD_i*E^m

dove:
- QVDi è il corrispettivo unitario applicato nell'ambito i-esimo all'1 ottobre 2007 ai sensi della deliberazione n. 240/07, espresso in euro/GJ,
- Em è l'energia consumata nell'anno termico dall'm-simo cliente finale, espressa in GJ."

2. di sostituire l'articolo 13, comma 1, della deliberazione n. 138/03 con il seguente: "13.1 Entro il primo mese di ciascun trimestre, con decorrenza dei trimestri dall'1 gennaio 2008, gli esercenti pubblicano nel proprio sito internet le condizioni economiche di cui all'articolo 3, per ciascuna località nella quale operano, dando evidenza delle singole componenti, e provvedono ai loro aggiornamenti. Gli esercenti trasmettono tali informazioni con periodicità annuale anche all'Autorità, attraverso la compilazione di appositi moduli resi disponibili nel sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it)."
3. di conferire mandato al Direttore della Direzione Mercati dell'Autorità affinché attraverso un'attività di monitoraggio e opportuni approfondimenti e verifiche valuti la possibilità di omogeneizzare i corrispettivi relativi alla componente QVD a livello nazionale a partire dal 1 ottobre 2008;
4. di pubblicare la presente deliberazione sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.
5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità il testo della deliberazione n. 138/03 come risultante dalle modifiche apportate con la presente delibera;

Milano, 28 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. (Deliberazione n. 348/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91) ed in particolare l'articolo 7;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125;
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995;
- il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 15 luglio 1996;
- il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi (di seguito: *CIP*) 30 luglio 1986, n. 42;
- il provvedimento *CIP* 14 dicembre 1993, n. 15.

Visti:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 4/04;
- la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificata e integrata, ed in particolare l'Allegato A recante disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007;

- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05 (di seguito: deliberazione n. 203/05);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- la deliberazione dell'Autorità 10 aprile 2006, n. 73/06;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 203/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 208/06 (di seguito: deliberazione n. 208/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/06 (di seguito: deliberazione n. 209/06);
- la deliberazione dell'Autorità 5 dicembre 2006, n. 275/06;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06 (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 157/07;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/07;
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 183/07;
- la deliberazione dell'Autorità 23 ottobre 2007, n. 269/07;
- la deliberazione dell'Autorità 26 ottobre 2007, n. 272/07;
- la deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007, n. 278/07;
- la deliberazione dell'Autorità 7 novembre 2007, n. 281/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 novembre 2007, n. 288/07
- la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 316/07;
- la deliberazione dell'Autorità 14 dicembre 2007, n. 322/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07 e in particolare l'Allegato A, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011;
- la deliberazione 27 dicembre 2007, n. 341/07 in materia di regolazione della qualità del servizio di trasmissione per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: deliberazione n. 341/07);
- il documento per la consultazione 2 agosto 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011" – Atto n. 34/07 (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007 recante "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 - Orientamenti finali" – Atto n. 47/07 (di seguito: secondo documento per la consultazione).

Considerato che:

- il procedimento in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il terzo periodo di regolazione è stato inserito tra i procedimenti oggetto della sperimentazione triennale dell'Analisi di impatto della regolazione (AIR) avviata con la deliberazione n. 203/05;
- nel rispetto della suddetta metodologia, gli obiettivi generali del procedimento sono stati indicati nella deliberazione n. 208/06 di avvio del medesimo e sono stati ulteriormente specificati nel primo documento per la consultazione; in particolare per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica tali obiettivi generali sono:
    a. introduzione di meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture necessarie per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, in coerenza con gli obbiettivi generali di sviluppo e integrazione del sistema elettrico nazionale;
    b. coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni contrattuali per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica;
    c. revisione del sistema di tariffazione del servizio di distribuzione, alla luce dell'evoluzione del processo di liberalizzazione, prevedendo eventualmente la semplificazione dei meccanismi tariffari ed il superamento del sistema basato sulle opzioni tariffarie, nonché l'adeguamento del sistema di tariffazione di allacciamenti e diritti fissi;
    d. possibilità di introdurre criteri di incentivazione al recupero di efficienza nell'erogazione del servizio di distribuzione e di misura che tengano conto del livello relativo di efficienza di ciascuna impresa di distribuzione;
    e. opportunità di estendere alle imprese elettriche minori di cui alla legge n. 10/91, i criteri di regolazione e riconoscimento dei costi dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
    f. ulteriore omogeneizzazione, ove possibile, dei criteri di riconoscimento dei costi e regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- in coerenza con la metodologia AIR, il procedimento per la definizione delle regole tariffarie per il terzo periodo di regolazione ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità; in particolare:
    a. nei primi mesi dell'anno 2007 è stata attivata una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e gli utenti dei servizi;
    b. in data 2 agosto 2007 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino all'1 ottobre 2007;
    c. è stata condotta un'istruttoria sui costi dei servizi di distribuzione, trasmissione e misura dell'energia elettrica, relativi all'anno 2006, basata sui dati resi disponibili dalle imprese;
    d. in data 14 settembre 2007 è stato organizzato un seminario pubblico per l'approfondimento delle tematiche affrontate nel primo documento per la consultazione;
    e. nel corso del mese di ottobre 2007 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni;
    f. nel corso dei mesi di ottobre e novembre 2007 sono stati organizzati incontri di approfondimento su tematiche specifiche con Terna, con i

principali operatori della distribuzione dell'energia elettrica e con le loro associazioni;

g. in data 30 novembre 2007 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 17 dicembre 2007;
h. in esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento, generali e specifici, indicati come sopra descritto.

- al fine di garantire l'effettiva applicazione del criterio della salvaguardia dell'economicità e della redditività degli esercenti, come si desume dall'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, le tariffe devono essere determinate con riferimento ai costi;
- il procedimento in materia di regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, inclusa la revisione delle condizioni economiche di connessione alle reti, per il periodo 2008-2011 avviato con la deliberazione n. 208/06 si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per la regolazione della qualità dei servizi elettrici per il medesimo periodo di regolazione, avviato con deliberazione n. 209/06 ed in relazione al quale sono state emanate le deliberazioni n. 281/07, n. 333/07 e n. 341/07.

Considerato che:

- ai sensi dell'articolo 3, comma 5, della legge n. 481/95, e dell'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, le tariffe elettriche per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica, limitatamente alla quota parte a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti, sono state aggiornate nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 con il meccanismo del price-cap;
- i costi sostenuti dai distributori nello svolgimento della loro attività sono influenzati dalle caratteristiche della clientela e da fattori ambientali fuori dal controllo dell'impresa per i quali, in presenza di una tariffa unica nazionale, occorre prevedere l'introduzione di opportuni meccanismi di perequazione; e che nel corso del secondo periodo di regolazione, ai sensi dell'articolo 49 del Testo integrato 2004-2007 è stata introdotta la perequazione specifica aziendale;

Considerato che:

- non sussistono specifici vincoli normativi in relazione all'anno di riferimento da utilizzare ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il terzo periodo di regolazione;
- con riferimento alla regolazione del servizio di trasmissione nel secondo periodo di regolazione è stato introdotto un meccanismo di incentivazione agli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale (RTN), senza previsione specifica di durata, il che ne limiterebbe l'applicazione al periodo 2004-2007;
- nel secondo periodo di regolazione sono stati oggetto di incentivazione anche gli investimenti per il Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03;
- i corrispettivi a copertura dei costi di distribuzione per i clienti finali non domestici, nel secondo periodo di regolazione, sono stati definiti direttamente dalle imprese di distribuzione, nella forma di opzioni tariffarie, nel rispetto dei vincoli fissati dall'Autorità; e che la presenza di opzioni tariffarie differenziate per impresa di distribuzione può risultare un ostacolo ad un adeguato sviluppo della concorrenza nel settore dell'energia elettrica;
- con deliberazione n. 292/06 sono stati disposti obblighi di installazione di misuratori elettronici di energia elettrica relativi a punti di prelievo in bassa

tensione in grado di rilevare, tra le altre grandezze, anche l’energia reattiva prelevata;
- la normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione alle reti elettriche risulta attualmente frammentata in diversi provvedimenti;
- le imprese di distribuzione e la società Terna S.p.A. sostengono oneri in relazione allo sconto sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, assunti prima dell’1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.

Considerato che le osservazioni avanzate in sede di consultazione hanno evidenziato, tra l’altro, le seguenti esigenze:
- inquadrare la regolazione delle imprese elettriche minori nell’ambito della più generale revisione della regolazione dei sistemi elettrici integrati insulari non interconnessi con la rete elettrica nazionale;
- aggiornare la quota parte del costo riconosciuto relativa agli ammortamenti sulla base dei meccanismi adottati per l’aggiornamento del capitale investito riconosciuto;
- promuovere ulteriormente lo sviluppo delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione;
- al fine di garantire gli obiettivi di semplicità amministrativa e comparabilità delle tariffe, superare il sistema delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione, prevedendo nel contempo un periodo di transizione per consentire l’adeguamento dei sistemi informativi e gestionali alle nuove strutture tariffarie obbligatorie;
- mantenere, al fine di garantire gli obiettivi di semplicità amministrativa e trasparenza e di semplicità dei meccanismi tariffari, l’applicazione di una componente CTR, a copertura dei costi di trasmissione, non differenziata su base oraria, e di tariffe TRAS applicate in funzione dei consumi.

Ritenuto che sia necessario:

- ai fini della fissazione dei livelli tariffari per il terzo periodo di regolazione, per garantire una maggiore aderenza dei medesimi con i costi e gli investimenti effettivamente sostenuti dalle imprese, riferirsi, all’anno più prossimo al primo anno del nuovo periodo di regolazione;
- pertanto sia opportuno riferirsi ai costi sostenuti nell’anno 2006 dalle imprese esercenti i servizi regolati oggetto del presente provvedimento, anche per tenere conto, in particolare per il servizio di trasmissione, delle insufficienti informazioni economico contabili fornite con riferimento all’anno 2005 e della rilevante riorganizzazione di tale fase della filiera avvenuta nel corso del medesimo anno 2005;

- in merito alla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto (CIR) relativo alle immobilizzazioni nette per il primo anno del nuovo periodo di regolazione, per ragioni di continuità con il precedente periodo di regolazione, operare in coerenza con le modalità di aggiornamento annuale già effettuate annualmente nel corso del presente periodo regolatorio, prevedendo la rettifica del valore del *CIR* per l'anno 2007 in funzione:
    a. della variazione media annua del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'ISTAT, riferito al periodo II trimestre 2006 – I trimestre 2007;
    b. degli investimenti netti realizzati nel 2006, calcolati tenendo conto degli ammortamenti riconosciuti in tariffa, dei disinvestimenti e della variazione delle immobilizzazioni in corso;
    c. della rettifica delle modalità di valorizzazione degli investimenti netti aggiuntivi, per tener conto dei contributi in conto capitale erogati dai clienti finali, da enti pubblici o organismi comunitari, in coerenza con le metodologie adottate nel settore gas.
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,9% per il servizio di trasmissione, al 7% per il servizio di distribuzione, ivi incluse le relative attività commerciali, e al 7,2% per il servizio di misura;
- aggiornare l'ammortamento riconosciuto in tariffa per il primo anno del nuovo periodo di regolazione procedendo a:
    a) rivedere l'ammortamento garantito nel corrente periodo di regolazione adeguandone l'importo in relazione agli effetti del *price-cap* - la cui applicazione nel periodo 2004-2007 è stata disposta con legge n. 290/03 - nonché per tener conto del valore delle immobilizzazioni lorde incluse nella base di riferimento del periodo 2004-2007 e che al 31 dicembre 2006 risultavano completamente ammortizzate o dismesse;
    b) integrare il valore dell'ammortamento per tener conto dei nuovi investimenti effettivamente realizzati nel periodo 2002-2006, adeguatamente rivalutati.
- allineare le modalità di aggiornamento della quota di ammortamento con le logiche previste per l'aggiornamento del capitale investito riconosciuto, escludendola dall'ambito di applicazione del price-cap;
- in relazione alla quota parte delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi, fissare un obbiettivo di aumento annuo della produttività pari al 2,3% per il servizio di trasmissione, al 1,9% per la distribuzione e al 5,0%, per il servizio di misura, tale da consentire il trasferimento ai clienti finali, entro otto anni, per trasmissione e distribuzione ed entro sei anni per il servizio di misura, dei maggiori recuperi di efficienza già realizzati dalle imprese nel secondo periodo di regolazione, come rilevati a livello medio nazionale;
- incentivare il riassorbimento degli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore assunti prima dell'1 luglio 1996 (inclusi quelli attualmente in pensione e in reversibilità) al fine di evitare distorsioni del segnale di prezzo percepito da tali consumatori domestici, e di ridurre rischi di un uso inefficiente dell'energia elettrica e le complicazioni amministrative in capo al distributore e al venditore.

Ritenuto che:

- sia necessario procedere ad una revisione del meccanismo di incentivazione agli investimenti di sviluppo e di potenziamento della rete di trasmissione nazionale (RTN), individuando criteri oggettivi per la definizione di un ordine di priorità degli investimenti, tramite la definizione di indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico e al contempo introdurre meccanismi di responsabilizzazione del soggetto regolato che incentivino una crescente efficienza nelle politiche di investimento;
- sia necessario, al fine di evitare effetti negativi sugli investimenti di trasmissione, dare corso immediato alle iniziative di promozione degli investimenti in infrastrutture di rete di trasmissione anche in assenza dell'indice di efficacia di cui al precedente alinea:
  a. adottando, già a partire dal primo anno del terzo periodo di regolazione, uno schema di incentivi differenziati definiti in relazione alla tipologia di investimento, in analogia con quanto già oggi previsto per il settore del trasporto gas, associando ad ogni tipologia di investimento individuata uno specifico livello di extra remunerazione e di durata dell'incentivo;
  b. confermando l'applicazione di una maggiorazione pari al 2% sul WACC per gli investimenti di sviluppo della RTN realizzati entro il 31 dicembre 2007, per ulteriori 12 anni;
  c. prevedendo che, nel corso degli anni 2008 e 2009, sia definito un indice di efficacia, da utilizzare in via sperimentale a partire dal 2011, con riferimento agli investimenti che entreranno in funzione entro il 31 dicembre 2009.
- sia opportuno prevedere che il capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari per l'anno 2008, in relazione agli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 includa le stime comunicate da Terna di entrata in esercizio di nuovi investimenti destinati a tale scopo entro il termine dell'anno 2008;
- sia opportuno subordinare l'inclusione nel capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari di investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 previsti per gli anni successivi al 2008 al completamento degli investimenti netti inclusi nella base di capitale utilizzata ai fini della definizione dei livelli tariffari applicati nell'anno precedente.

Ritenuto che:

- con riferimento alla regolazione del servizio di distribuzione, sia opportuno introdurre meccanismi tariffari che consentano la promozione di tipologie di investimento ritenute particolarmente utili per lo sviluppo e l'efficienza delle infrastrutture della rete di distribuzione, ad integrazione degli incentivi forniti dalla regolazione della qualità; e che la selezione di detti investimenti, in analogia con i criteri sopra richiamati per il servizio di trasmissione, avvenga tramite la definizione di opportuni indici di efficacia in grado di misurare il beneficio per il sistema elettrico;
- con riferimento al precedente alinea, per dare corso immediato alle iniziative di promozione degli investimenti in infrastrutture di rete in considerazione dei tempi necessari per lo sviluppo di un indice di efficacia che risponda ai criteri di trasparenza, verificabilità, semplicità e facilità di applicazione, similmente a quanto proposto per il servizio di trasmissione, sia necessario:
  a. attivare, già dall'inizio del prossimo periodo di regolazione, incentivi mirati su alcune tipologie di investimento, in grado di apportare immediati benefici al sistema elettrico;
  b. sviluppare, in corso di periodo regolatorio, indicatori di efficacia degli investimenti, al fine di modulare l'incentivazione prevista;

- sia opportuno superare il sistema basato sulle opzioni tariffarie proposte dalle imprese distributrici, al fine di promuovere lo sviluppo della concorrenza nel segmento della vendita dell'energia elettrica, caratterizzato dalla recente totale apertura alla concorrenza;
- sia opportuno rendere obbligatoria l'applicazione di corrispettivi per prelievi di energia reattiva in relazione ai punti di prelievo con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, nonché in relazione ai prelievi di energia reattiva nei punti di interconnessione tra reti;
- con riferimento al servizio di distribuzione, al fine di consentire l'adeguamento dei sistemi informativi e gestionali, sia opportuno prevedere, limitatamente alle utenze in media tensione per usi diversi e in bassa tensione per usi diversi, un periodo transitorio non superiore a 3 mesi, anche al fine di limitare l'impatto negativo sulla concorrenza, durante il quale le imprese distributrici applicano le opzioni tariffarie di distribuzione in vigore al 31 dicembre 2007, opportunamente ribassate per tenere conto dei nuovi vincoli di ricavo imposti alle imprese per l'anno 2008, prevedendo penalità in capo alle imprese di distribuzione nel caso di mancato rispetto del termine indicato;
- sia opportuno prevedere un regime generale di perequazione e un regime di perequazione specifico aziendale, garantendo la copertura degli scostamenti nei costi sostenuti dalle imprese riconducibili a fattori fuori dal loro controllo;
- sia necessario prevedere, nel corso del prossimo periodo di regolazione, con particolare riferimento alle tariffe a copertura dei costi di commercializzazione del servizio di distribuzione, forme di adeguamento dinamico dei corrispettivi tariffari e di revisione a consuntivo del costo riconosciuto, anche alla luce delle profonde modifiche in atto nel contesto elettrico nazionale, non ultime quelle relative all'avvio di specifiche società per l'erogazione del servizio di maggior tutela;
- in relazione a quanto previsto dal precedente alinea, debba essere attivato uno specifico meccanismo di perequazione e che il medesimo debba essere definito entro il 29 febbraio 2008, sulla base delle proposte contenute nel capitolo 25 del secondo documento per la consultazione.

Ritenuto che:

- sia opportuno con riferimento al servizio di misura, ai fini della determinazione e dell'aggiornamento della quota di ammortamento riconosciuta, nonché della revisione del valore del capitale investito in corso di periodo, procedere alla revisione della vita utile riconosciuta ai misuratori elettronici in bassa tensione, prevedendo il riconoscimento di una durata pari a 15 anni;
- in relazione alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici in bassa tensione non ancora completamente ammortizzati per poter procedere all'installazione di nuovi misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06, sia opportuno riconoscere alle imprese, una quota aggiuntiva di ammortamento in relazione ai misuratori dismessi prima della fine della vita utile standard pari a 20 anni;
- in relazione alla fissazione dei corrispettivi per il servizio di misura, sia opportuno:
  a) prevedere l'allocazione diretta dei costi di capitale e ammortamento, ivi inclusi i costi di capitale connessi con i sistemi di telegestione, in maniera differenziata per livello di tensione;
  b) prevedere l'allocazione dei costi con criteri in uso nel secondo periodo di regolazione, che facevano riferimento al numero di punti di prelievo e alla potenza, limitatamente ai costi non oggetto di allocazione diretta, tenendo anche conto del numero di letture obbligatorie;

c) dare separata evidenza ai costi riconosciuti a copertura di:
   - installazione e manutenzione,
   - raccolta del dato di misura;
   - validazione e registrazione dei dati.

- in attesa che si completi il piano di installazione e di attivazione di misuratori elettronici in bassa tensione di cui alla deliberazione n. 292/06, sia opportuno prevedere che, nel caso in cui i misuratori installati non siano in grado di misurare i prelievi di energia reattiva, i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva siano posti pari a zero.

Ritenuto inoltre opportuno:

- in vista della revisione dei criteri di deroga all'imposizione delle componenti A, prevedere che le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possano essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile;
- rinviare l'attivazione del nuovo sistema di deroghe all'imposizione delle componenti A, da attuarsi secondo quanto indicato nel capitolo 44 del primo documento per la consultazione, al 1 aprile 2008, ad invarianza del gettito garantito dalle tipologie interessate; e che la scaglionatura dei corrispettivi per livello di consumo avvenga gradualmente, assorbendo in modo differenziato le variazioni in diminuzione e in aumento delle componenti A disposte a partire dall'1 gennaio 2008.

Ritenuto che sia necessario:

- rinviare a successivi provvedimenti, da emanarsi entro il 29 febbraio 2008, il completamento della disciplina in materia di:
  - perequazione dei ricavi relativi alla remunerazione riconosciuta al servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione;
  - modalità di applicazione ed aggiornamento per il periodo di regolazione 2008-2011 dei meccanismi di perequazione specifica aziendale;
  - perequazione generale dei costi di distribuzione;

Ritenuto che sia opportuno:

- con riferimento alla regolazione delle imprese elettriche minori, rinviare nel corso dell'anno 2008 il completamento del procedimento di riforma dell'attuale regime delle integrazioni tariffarie, in conformità a quanto previsto nel primo documento per la consultazione, prevedendo una proroga fino al 31 dicembre 2008 dell'attuale regime di riconoscimento dei costi e delle integrazioni tariffarie.

Ritenuto che:

- al fine di migliorare la trasparenza delle condizioni applicate dagli esercenti per la connessione alle reti di trasmissione e di distribuzione, fornendo al contempo adeguati segnali di prezzo ai clienti finali che intendono connettersi alla rete, al fine di rimuovere eventuali barriere allo sviluppo dei mercati al dettaglio della vendita dell'energia elettrica, nonché di promuovere, laddove possibile, lo sviluppo della concorrenza anche nell'ambito delle attività attualmente regolate, sia necessario procedere al semplice riordino della normativa vigente in materia di condizioni economiche di connessione alle reti elettriche, salvo limitati interventi innovativi, in attesa di una revisione complessiva della disciplina, da attuarsi nel corso del terzo periodo di regolazione;
- in attesa del riordino complessivo della disciplina per l'erogazione del servizio di connessione, ivi inclusa l'estensione ai corrispettivi di connessione a forfait del trattamento come contributi in conto capitale, sia opportuno che i contributi a forfait debbano essere assoggettati ad aggiornamento annuale in coerenza con quanto disposto per la quota parte dei corrispettivi di distribuzione a copertura dei costi operativi;

- al fine di evitare che costi generati dai singoli clienti finali vengano redistribuiti sulla generalità dei clienti, sia opportuno limitare il numero di cambi di fornitore esentati dal pagamento dei contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi, salvaguardando, comunque, i rientri nel servizio di maggior tutela e nel servizio di salvaguardia

DELIBERA

Articolo 1
Testo integrato per il periodo di regolazione 2008-2011

1.1 È approvato il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 (di seguito: Testo integrato), allegato alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*).

1.2 Sono approvate le Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, allegate alla presente deliberazione di cui formano parte integrante e sostanziale (*Allegato B*).

Articolo 2
Disposizioni transitorie in materia di tariffe di distribuzione per l'anno 2008

2.1 Le imprese distributrici applicano fino al 31 marzo 2008, limitatamente alle utenze in media tensione per usi diversi e alle utenze in bassa tensione per usi diversi, le opzioni tariffarie di distribuzione in vigore al 31 dicembre 2007, ovvero per le imprese ammesse al regime tariffario semplificato di cui all'articolo 13 del Testo integrato 2004-2007, la tariffa di cui al medesimo articolo 13, con corrispettivi ridotti del 10% per le utenze in bassa tensione e del 5% per le utenze in media tensione.

2.2 Il ricavo effettivo RE_m, di cui all'articolo 34 del Testo integrato, per il periodo 1 gennaio 2008 – 31 marzo 2008, è calcolato tenendo conto di quanto disposto al precedente comma 2.1.

2.3 In caso di mancato rispetto del termine del 31 marzo 2008 di cui al comma 2.1, le imprese di distribuzione, sono obbligate a:
- emettere fatture di conguaglio relativamente al periodo successivo all'1 aprile 2008 sulla base delle tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 7 del Testo integrato;
- ridurre per l'anno 2008 l'ammontare RR_m di cui all'articolo 34 del Testo integrato, in misura pari all'1% per ogni mese di ritardo rispetto al termine indicato nel comma 2.1.

Articolo 3
Disposizioni transitorie in materia di corrispettivi per i prelievi di energia reattiva

3.1 In deroga a quanto disposto dal comma 8.1 del Testo integrato e limitatamente alle utenze in bassa tensione, nel caso in cui i misuratori esistenti non siano in grado di misurare i prelievi di energia reattiva, i corrispettivi per i prelievi di energia reattiva previsti dal medesimo comma sono posti pari a zero fino ad avvenuta installazione dei misuratori previsti dalla deliberazione n. 292/06.

Articolo 4

Certificazione ai fini dell'applicazione delle condizioni tariffarie di cui al comma 16.4 del Testo integrato

4.1 La certificazione di cui al comma 16.5 del Testo integrato, necessaria ai fini dell'applicazione delle condizioni tariffarie di cui al comma 16.4 del Testo integrato deve essere resa disponibile al distributore competente entro il 30 giugno 2008.

4.2 Fino al termine di cui al precedente comma 4.1 il distributore applica, salvo conguaglio, le condizioni di cui al comma 16.4 a fronte di richiesta scritta da parte del soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione.

4.3 Il mancato rispetto del termine di cui al comma 4.1 comporta la rifatturazione, per l'intero periodo 1 gennaio – 30 giugno 2008, secondo le condizioni tariffarie previste per i clienti finali.

Articolo 5

Disposizioni in materia di revisione delle deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A di cui al comma 73.1 del Testo integrato

5.1 A partire dall'1 aprile 2008, ai fini delle deroghe di cui al comma 73.1 del Testo integrato, le componenti tariffarie di cui al comma 45.2, lettere da a) a d) del Testo integrato, almeno in relazione alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere f) e g) del medesimo Testo integrato, saranno differenziate prevedendo scaglioni di consumo mensile:
a) fino a 4 GWh;
b) oltre 4 GWh fino a 8 GWh;
c) oltre 8 GWh fino a 12 GWh;
d) oltre 12 GWh.

5.2 La differenziazione dei corrispettivi assorbirà le variazioni in aumento e in diminuzione delle componenti tariffarie A di cui al comma 5.1, registrate a partire dall'1 gennaio 2008.

5.3 In deroga a quanto disposto dal comma 73.1 del Testo integrato, fino al 31 marzo 2008 la soglia del consumo mensile di cui al medesimo comma 73.1 è fissata pari a 8 GWh.

Articolo 6

Avvio di procedimento per l'individuazione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica e in materia di monitoraggio del livello di indebitamento

6.1 E' avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di :
a) definizione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica;
b) monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

6.2 In relazione a quanto previsto dal comma 6.1, lettera b), il procedimento è finalizzato ad individuare strumenti che favoriscano il mantenimento di condizioni di equilibrio economico finanziario del settore, eventualmente disincentivando politiche che prevedano un eccessivo ricorso al capitale di debito.

6.3 Nell'ambito del procedimento di cui al comma 6.1:
a) sono convocati, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, incontri con i soggetti interessati e con le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
b) sono istituiti, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, gruppi di lavoro con la partecipazione dei soggetti interessati;
c) sono resi disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti in materia.

6.4 Il Direttore responsabile della Direzione Tariffe dell'Autorità procede:
a) allo svolgimento delle attività conoscitive ed istruttorie per il perseguimento delle finalità di cui ai commi 6.1 e 6.2 del presente articolo;
b) alle convocazioni e all'organizzazione degli incontri con gli operatori ritenuti necessari, fissandone le modalità in relazione alle esigenze di conduzione e sviluppo del procedimento;
c) alla predisposizione di documenti per la consultazione e di proposte all'Autorità per gli interventi di competenza.

Articolo 7
Disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

7.1 Fino al riordino complessivo della disciplina per l'erogazione del servizio di connessione, l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, i contributi riportati nelle tabelle da 1 a 8 dell'Allegato B al presente provvedimento, in coerenza con le disposizioni di cui al comma 10.1 del Testo integrato.

Articolo 8
Disposizioni finali

8.1 La deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 come successivamente modificata e integrata, continua ad essere applicata limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore all'1 gennaio 2008.
8.2 E' abrogato il punto 2 della deliberazione n. 272/07.
8.3 Il presente provvedimento viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore a far data dall'1 gennaio 2008.

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

TESTO INTEGRATO

DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS PER L'EROGAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Periodo di regolazione 2008-2011

PARTE I

DEFINIZIONI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le seguenti definizioni:

- **l'Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- **alta tensione (AT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- **altissima tensione (AAT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- **bassa tensione (BT)** è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- **la Cassa** è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- **cliente del servizio di maggior tutela** è il cliente finale di cui all'articolo 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **cliente finale** è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi anche attraverso reti interne di utenza e linee dirette;
- **codice di rete** è il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di cui all'articolo 1, comma 4 del DPCM 11 maggio 2004, ovvero il codice di rete tipo per la distribuzione dell'energia elettrica definito in esito al procedimento avviato con la deliberazione 22 ottobre 2007, n. 268/07, positivamente verificato dall'Autorità;
- **componente *CDE*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente *CDF*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di interconnessione per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulle reti di distribuzione per le imprese distributrici;
- **componente *CTR*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici;
- **componente *MCT*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1-*bis*, della legge n. 368/03;
- **componente MIS_1** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;

- **componente** $\boldsymbol{MIS_3}$ è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi al servizio di misura;
- **componente** ***TRAS*** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali;
- **componenti** $\boldsymbol{UC_1}$ sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura degli squilibri della perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007;
- **componenti** $\boldsymbol{UC_3}$ sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di distribuzione, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi;
- **componenti** $\boldsymbol{UC_4}$ sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a) del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti;
- **componenti** $\boldsymbol{UC_6}$ sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio;
- **componente** $\boldsymbol{\rho_1}$ è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TV1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente** $\boldsymbol{\rho_3}$ è la componente tariffaria della tariffa di riferimento TV1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di distribuzione e dei costi relativi all'erogazione del medesimo servizio;
- **componente** σ_1 è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi all'erogazione dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica;
- **componente** σ_2 è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente** σ_3 è la componente tariffaria della tariffa di riferimento D1, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione e di distribuzione;
- **componente** $\boldsymbol{\tau_1}$**(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente** $\boldsymbol{\tau_2}$**(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;

- **componente τ_3(D2)** è la componente tariffaria della tariffa D2, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente τ_1(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi ;
- **componente τ_2(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kW impegnato per anno, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **componente τ_3(D3)** è la componente tariffaria della tariffa D3, espressa in centesimi di euro/kWh, a copertura dei costi relativi alle infrastrutture dedicate al servizio di trasmissione, di distribuzione e di misura e dei costi relativi all'erogazione dei medesimi servizi;
- **costi ambientali** sono i costi ambientali endogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **costi compensativi** sono i costi compensativi esogeni al servizio conseguenti a normative nazionali e locali;
- **dispacciamento** è il servizio di dispacciamento di cui alla deliberazione n. 111/06;
- **distribuzione** è il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione;
- **energia netta** è il bilancio tra energia prelevata e energia immessa con riferimento a un insieme definito di punti di interconnessione e relativa ad un determinato periodo di tempo;
- **esercente** è l'esercente uno o più servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia elettrica che eroga i servizi e regola i rapporti con le parti mediante la stipula di contratti le cui condizioni economiche o tecniche sono disciplinate dal presente Testo Integrato;
- **fattore di potenza** è un parametro funzione del rapporto tra l'energia reattiva e l'energia attiva immesse o prelevate in un punto di immissione o di prelievo;
- **gestore della rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/99;
- **Gestore dei servizi elettrici** è la società Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.A. di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- **linea diretta** è una rete elettrica che collega un centro di produzione a un centro di consumo indipendentemente dalle reti di trasmissione e di distribuzione;

- **media tensione (MT)** è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;
- **misura dell'energia elettrica** è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva;
- **misuratore di energia elettrica** è un dispositivo funzionale alla misura dell'energia elettrica, destinato a misurare l'energia elettrica e la potenza attiva, ed eventualmente reattiva, mediante integrazione della potenza rispetto al tempo, sigillato dagli Uffici Tecnici di Finanza;
- **misuratore elettronico relativo a punti di prelievo in bassa tensione** è un misuratore dell'energia elettrica avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;
- **misure dell'energia elettrica** sono i valori di energia elettrica e della potenza (attiva e, ove previsto, reattiva) misurati da un misuratore di energia elettrica;
- **parte A e parte B** sono le parti variabili della tariffa elettrica di cui dell'articolo 1 della deliberazione n. 70/97;
- **periodo di emergenza** è il periodo di tempo che comprende le ore fisse interessate da un disservizio di rete o da interventi di manutenzione, inclusa l'ora fissa di inizio del disservizio o degli interventi;
- **periodo di regolazione** è il periodo pluriennale di cui all'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95;
- **potenza disponibile** è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che il cliente finale sia disalimentato. La potenza disponibile è la potenza per la quale è stato corrisposto il contributo di allacciamento;
- **potenza contrattualmente impegnata** è il livello di potenza, indicato nei contratti, reso disponibile dall'esercente ove siano presenti dispositivi atti a limitare la potenza prelevata; per motivi di sicurezza l'esercente può derogare dall'installazione del limitatore di potenza;
- **potenza impegnata** è:
  i) la potenza contrattualmente impegnata ove consentito;
  ii) il valore massimo della potenza prelevata nel mese, per tutti gli altri casi.
- **potenza nominale di un generatore elettrico** è la massima potenza ottenibile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto della messa in servizio o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;
- **potenza nominale di un impianto** è la somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici, compresi quelli di riserva, destinati alla produzione di energia elettrica;
- **potenza prelevata** è, in ciascuna ora, il valore medio della potenza prelevata nel quarto d'ora fisso in cui tale valore è massimo; in alternativa, è facoltà dell'esercente assumere come potenza prelevata il 70% della potenza massima istantanea;
- **punto di emergenza** è il punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui il cliente finale non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un punto di prelievo, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;

- **punto di immissione** è il punto in cui l'energia elettrica viene immessa in una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un impianto di produzione elettrica;
- **punto di interconnessione** è un punto di connessione circuitale tra due reti con obbligo di connessione a terzi; i punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali direttamente connessi alla RTN, ai fini della regolazione delle partite tra imprese distributrici, tra imprese distributrici e Terna e ai fini della perequazione generale, sono assimilati a punti di interconnessione tra una rete di distribuzione e l'RTN;
- **punto di interconnessione di emergenza** è il punto di interconnessione utilizzato al fine di consentire l'alimentazione nei casi in cui un'impresa distributrice non possa prelevare l'energia elettrica attraverso un altro punto di interconnessione, indicato come principale, a causa di disservizi di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione;
- **punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale** è un punto di connessione di un impianto di produzione di energia elettrica ad una rete di distribuzione;
- **punto di prelievo** è il singolo punto in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale ovvero l'insieme dei punti in cui l'energia elettrica viene prelevata da una rete con obbligo di connessione di terzi da parte di un cliente finale, nel caso in cui la potenza disponibile in ciascuno di detti punti sia non superiore a 500 W, entro il limite di complessivi 100 kW, e l'energia elettrica prelevata sia destinata all'alimentazione di lampade votive, di cartelli stradali e pubblicitari, di cabine telefoniche e di altre utilizzazioni con caratteristiche similari ovvero, in presenza di una linea dedicata ad un impianto di illuminazione pubblica, il singolo punto coincidente, per connessioni MT, con lo stallo di cabina primaria su cui si attesta la suddetta linea o, per connessioni BT, con la partenza in cabina secondaria della linea dedicata;
- **Rete di Trasmissione Nazionale** (RTN) è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 e successive modifiche e integrazioni ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati da Terna;
- **reti con obbligo di connessione di terzi** sono:
  - i) le reti i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi secondo quanto previsto dall'articolo 3, comma 1, e dall'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ivi incluse le reti di cui all'articolo 3, comma 3, del decreto 25 giugno 1999;
  - ii) le piccole reti isolate di cui all'articolo 7 del decreto legislativo n. 79/99;
  - iii) le reti elettriche che, alla data dell'entrata in vigore del medesimo decreto legislativo, erano gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;
  - iv) la rete interna d'utenza di proprietà della società Ferrovie dello Stato Spa non facente parte della rete di trasmissione nazionale, su cui grava l'obbligo di connessione di terzi ai sensi dell'articolo 3, comma 4, del decreto 25 giugno 1999;

- **reti di distribuzione** sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;
- **reti interne d'utenza** sono le reti elettriche stabilite sul territorio nazionale diverse dalle reti con obbligo di connessione di terzi e dalle linee dirette;
- **servizio di maggior tutela o maggior tutela** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 2, del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **servizio di misura dell'energia elettrica** coincide con l'attività di misura dell'energia elettrica;
- **servizio di salvaguardia o salvaguardia** è il servizio di vendita di energia elettrica di cui all'articolo 1, comma 4, secondo periodo del decreto legge 18 giugno 2007, convertito, con modifiche, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;
- **sistema delle offerte** è il sistema delle offerte di acquisto di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- **subentro** è, in relazione al singolo punto di prelievo, l'attivazione di un contratto di trasporto in maniera non contestuale alla cessazione del contratto di trasporto del cliente precedentemente connesso al medesimo punto con disalimentazione del punto di prelievo stesso;
- **tariffa** è il prezzo massimo unitario di un servizio di pubblica utilità, al netto delle imposte, ai sensi della legge n. 481/95;
- **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa, di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- **trasmissione** è il servizio di trasmissione di cui all'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale;
- **unità di produzione CIP6/92** è un'unità di produzione che cede energia elettrica al Gestore del sistema elettrico ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- **usi propri della trasmissione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di trasmissione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di trasmissione;
- **usi propri della distribuzione** sono i consumi di energia elettrica degli esercenti che svolgono il servizio di distribuzione, esclusivamente e direttamente funzionali all'erogazione del medesimo servizio, inclusi i consumi connessi con lo svolgimento delle attività commerciali legate al servizio di distribuzione. Non rientrano in tale ambito i consumi di energia elettrica connessi con l'erogazione del servizio di acquisto e vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **utenza** è un impianto elettrico connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi;
- **voltura** è, in relazione al singolo punto di prelievo, la cessazione del contratto di trasporto con un cliente e la contestuale stipula del contratto con un nuovo cliente, senza disalimentazione del punto di prelievo stesso;

- **direttiva 96/92/CE** è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 dicembre 1996, successivamente abrogata dalla direttiva 2003/54/CE è la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- **legge n. 481/95** è la legge 14 novembre 1995, n. 481/95;
- **legge n. 83/03** è il decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 aprile 2003, n. 83;
- **legge n. 368/03** è la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 6 del 9 gennaio 2004;
- **legge n. 239/04** è la legge 23 agosto 2004, n. 239 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale n. 215 del 13 settembre 2004;
- **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007, n. 125 pubblicata nella Gazzetta Ufficiale. n. 188 del 14 agosto 2007;
- **legge finanziaria 2005** è la legge 30 dicembre 2004, n. 311;
- **legge finanziaria 2006** è la legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- **decreto legislativo n. 79/99** è il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- **decreto legislativo n. 387/03** è il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 25, Supplemento ordinario n. 17, del 31 gennaio 2004;
- **decreto 19 dicembre 1995** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 19 dicembre 1995, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 36 del 16 febbraio 1996;
- **decreto 25 giugno 1999** è il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25 giugno 1999, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Supplemento ordinario, n. 151 del 30 giugno 1999;
- **decreto 26 gennaio 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 26 gennaio 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 27 del 3 febbraio 2000, come successivamente modificato e integrato dal decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro del tesoro del bilancio e della programmazione economica 17 aprile 2001, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 97 del 27 aprile 2001;
- **decreto 22 dicembre 2000** è il decreto del Ministro dell'industria del commercio e dell'artigianato 22 dicembre 2000, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 15 del 19 gennaio 2001;
- **decreto 11 maggio 2004** è il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 115 del 18 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione;
- **decreto 20 luglio 2004** è il decreto ministeriale 20 luglio 2004;

- **decreto 20 aprile 2005** è il decreto del Ministero delle attività produttive 20 aprile 2005, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 98 del 29 aprile 2005 relativo alla Concessione alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale.
- **decreto 28 luglio 2005** è il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005, recante Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, come integrato e modificato con il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006";
- **decreto 6 febbraio 2006** è il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006;
- **decreto 19 febbraio 2007** è il decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 19 febbraio 2007, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 65 del 19 marzo 2007;
- **provvedimento CIP n. 34/74** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 6 luglio 1974, n. 34, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 181 dell'11 luglio 1974;
- **provvedimento CIP n. 6/92** è il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi 29 aprile 1992, n. 6, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 170 del 12 maggio 1992;
- **deliberazione n. 70/97** è la deliberazione dell'Autorità 26 giugno 1997, n. 70/97, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 150 del 30 giugno 1997, come successivamente modificata ed integrata;
- **deliberazione n. 223/00** è la deliberazione dell'Autorità 13 dicembre 2000, n. 223/00, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 296 del 20 dicembre 2000;
- **deliberazione n. 42/02** è la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/02 e successivi aggiornamenti;
- **deliberazione n. 151/03,** è la deliberazione dell'Autorità 12 dicembre 2003, n. 151/03, pubblicata nella Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 2 del 3 gennaio 2004, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 5/04,** è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 60/04** è la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/04;
- **deliberazione n. 96/04:** è la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2004, n. 96/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 250/04:** è la deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, n. 250/04, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 188/05:** è la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n. 235/05:** è la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2005, n. 235/05;

- **deliberazione n**. **281/05** è la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificata e integrata;
- **deliberazione n**. **300/05:** è la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 300/05;
- **deliberazione n**. **4/06**: è la deliberazione dell'Autorità 11 gennaio 2006, n. 4/06, come successivamente modificata dalla deliberazione n. 13/07;
- **deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;
- **deliberazione n. 111/06** è la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06;
- **deliberazione n. 113/06** è la deliberazione dell'Autorità 16 giugno 2006, n. 113/06;
- **deliberazione n**. **289/06:** è la deliberazione dell'Autorità 15 dicembre 2006, n. 289/06;
- **deliberazione n. 292/06** è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;
- **deliberazione n. 13/07:** è la deliberazione dell'Autorità 23 gennaio 2007, n. 13/07;
- **deliberazione n**. **36/07:** è la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2007, n. 36/07;
- **deliberazione n**. **89/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 89/07;
- **deliberazione n**. **90/07** è la deliberazione dell'Autorità 13 aprile 2007, n. 90/07;
- **deliberazione n**. **122/07** è la deliberazione dell'Autorità 30 maggio 2007, n. 122/07;
- **deliberazione n. 280/07** è la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07;
- **deliberazione n. 312/07** è la deliberazione dell'Autorità 11 dicembre 2007, n. 312/07;
- **deliberazione n**. **341/07:** è la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2007, n. 341/07 recante regolazione della qualità del servizio di trasmissione, per il periodo di regolazione 2008-2011;
- **TIQE (Testo integrato della qualità dei servizi elettrici 2008-2011):** è il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, come successivamente modificato e integrato;
- **TIU (Testo integrato unbundling)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione, come successivamente integrato e modificato, approvato con deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- **TIV (Testo integrato vendita)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato**;**

PARTE II

REGOLAZIONE DEI CORRISPETTIVI

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 2
Ambito oggettivo

2.1 La presente parte reca le disposizioni aventi ad oggetto la regolazione dei corrispettivi per la remunerazione dei seguenti servizi di pubblica utilità:

a) trasmissione dell'energia elettrica;
b) distribuzione dell'energia elettrica;
c) misura dell'energia elettrica, articolato nelle seguenti attività:
   i) installazione e manutenzione dei misuratori;
   ii) raccolta delle misure dell'energia elettrica;
   iii) validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica.

2.2 I contratti aventi ad oggetto i servizi di cui al comma 2.1 relativi a punti di prelievo nella titolarità di clienti finali devono corrispondere alle seguenti tipologie:

a) per utenze domestiche in bassa tensione, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare:
   i) le applicazioni in locali adibiti ad abitazioni a carattere familiare o collettivo, con esclusione di alberghi, scuole, collegi, convitti, ospedali, istituti penitenziari e strutture abitative similari; tali applicazioni comprendono i servizi generali in fabbricati che comprendano una sola abitazione;
   ii) le applicazioni in locali annessi o pertinenti all'abitazione ed adibiti a studi, uffici, laboratori, gabinetti di consultazione, cantine o garage o a scopi agricoli, purché l'utilizzo sia effettuato con unico punto di prelievo per l'abitazione e i locali annessi e la potenza disponibile non superi 15 kW;
b) per utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;
c) per utenze in bassa tensione diverse da quelle di cui alle lettere a) e b) del presente comma, ivi incluse le utenze relative a pompe di calore, anche di tipo reversibile, per il riscaldamento degli ambienti nelle abitazioni, quando l'alimentazione sia effettuata in punti di prelievo distinti rispetto a quelli relativi alle utenze di cui alla precedente lettera a);
d) per utenze in media tensione di illuminazione pubblica, dove per tali si considerano i contratti riguardanti l'energia elettrica utilizzata per alimentare gli impianti di illuminazione di aree pubbliche da parte dello Stato, delle

province, dei comuni o degli altri soggetti pubblici o privati che ad essi si sostituiscono in virtù di leggi o provvedimenti;

e) per utenze in media tensione diverse da quelle di cui alla lettera d) del presente comma;

f) per utenze in alta tensione e altissima tensione diverse da quelle di cui alla successiva lettera g), con una tensione nominale tra le fasi fino a 220 kV;

g) per utenze in altissima tensione con una tensione nominale tra le fasi superiore a 220 kV.

2.3 La regolazione dei corrispettivi di cui al comma 2.1 è riferita a prestazioni rese nel rispetto delle condizioni e dei livelli di qualità dei servizi definiti dalle vigenti deliberazioni dell'Autorità e dai codici di rete.

Articolo 3

Criteri generali di regolazione dei corrispettivi

3.1 Le tariffe per i servizi di cui al comma 2.1, come disciplinate dal presente provvedimento, sono applicate dall'esercente in maniera non discriminatoria a tutte le attuali e potenziali controparti appartenenti alla medesima tipologia contrattuale.

3.2 L'esercente rende disponibili livelli di potenza contrattualmente impegnata pari a 1,5; 3,0; 4,5; 6,0; 10; 15; 20; 25 e 30 kW. Entro il limite di 30 kW, l'esercente può rendere disponibili ulteriori livelli di potenza contrattualmente impegnata.

3.3 Nei casi di cui al comma 3.2, il dispositivo atto a limitare la potenza prelevata è tarato al livello della potenza contrattualmente impegnata, incrementato almeno del 10%.

3.4 Gli importi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, sono addebitati in quote mensili calcolate dividendo per dodici i medesimi corrispettivi ed arrotondate con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.

3.5 Gli importi derivanti dall'applicazione di componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh con più di due cifre decimali, se espresse in centesimi di euro, o quattro cifre decimali, se espresse in euro, sono arrotondati con criterio commerciale alla seconda cifra decimale, se espresse in centesimi di euro, o alla quarta cifra decimale, se espresse in euro.

3.6 In nessun caso può essere richiesto il pagamento di corrispettivi con riferimento al periodo successivo alla cessazione dell'erogazione del servizio. Nel caso di cessazione, subentro, voltura o nuovo allacciamento, nel mese in cui la cessazione, il subentro o il nuovo allacciamento si verificano, le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno, ovvero in centesimi di euro/kW impegnato per anno, devono essere moltiplicate, ai fini della determinazione degli importi dovuti per il medesimo mese, per un coefficiente pari al rapporto tra il numero di giorni di durata del contratto nel medesimo mese e 365 (trecentosessantacinque).

Articolo 4
Definizione e pubblicazione delle tariffe

4.1 A decorrere dall'anno 2008, l'Autorità definisce e pubblica, entro il 31 ottobre di ciascun anno, le tariffe di riferimento e le tariffe obbligatorie che devono essere applicate dagli esercenti nell'anno successivo alle attuali o potenziali controparti di contratti aventi ad oggetto l'erogazione dei servizi di cui al comma 2.1.

4.2 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di pubblicazione delle tariffe di riferimento e delle tariffe obbligatorie da parte dell'Autorità, gli esercenti pubblicano a loro volta, sul proprio sito internet, le tariffe relative ai servizi erogati. La medesime devono essere altresì rese disponibili presso i propri uffici aperti al pubblico.

TITOLO 2

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA SULLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI

SEZIONE 1

TARIFFA PER IL SERVIZIO DI TRASMISSIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 5
Tariffa di trasmissione per punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

5.1 Ciascuna impresa distributrice, applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2 lettere da b) a g), una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione, composta dalla componente tariffaria *TRAS*.

5.2 La componente tariffaria *TRAS* è pari alla componente *CTR* di cui al comma 13.1 corretta tenendo conto delle perdite di rete, ed assume i valori di cui alla tabella 1 dell'allegato n. 1 .

5.3 La componente tariffaria *TRAS* è aggiornata annualmente tenuto conto di quanto disposto al precedente comma 5.2 e di quanto disposto all'Articolo 18.

SEZIONE 2

CORRISPETTIVI PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER PUNTI DI PRELIEVO NELLA TITOLARITÀ DI CLIENTI FINALI

Articolo 6
Tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione

6.1 La tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione per le attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), è denominata tariffa TV1 ed è composta dalle seguenti componenti, i cui valori sono fissati nella tabella 2 di cui all'allegato n. 1:

a) ρ_1, composta dagli elementi $\rho_1(disMT)$, $\rho_1(disBT)$ e $\rho_1(cot)$;

b) ρ_3, composta dagli elementi $\rho_3(disAT)$, $\rho_3(disMT)$, $\rho_3(disBT)$ e $\rho_3(cot)$.

Articolo 7
Tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione

7.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g) una tariffa obbligatoria fissata dall'Autorità a copertura dei costi relativi al servizio di distribuzione.

7.2 I valori delle componenti tariffarie per il servizio di distribuzione, obbligatoriamente applicate alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g) sono fissati nella tabella 3, di cui all'allegato 1.

Articolo 8
Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

8.1 Ciascuna impresa distributrice, nel caso di punti di prelievo nella disponibilità di clienti finali con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, applica le componenti fissate nella tabella 4 di cui all'allegato n. 1.

8.2 Con riferimento ai punti di prelievo dotati di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fasce orarie, per l'energia reattiva prelevata nella fascia F3 le componenti tariffarie di cui al comma 8.1 sono poste pari a zero.

Articolo 9
Punti di emergenza

9.1 Ai fini dell'applicazione delle tariffe obbligatorie di cui all'Articolo 7, la potenza impegnata e l'energia elettrica prelevata in un punto di emergenza durante il periodo di emergenza sono convenzionalmente attribuite al punto di prelievo, indicato come principale nel contratto avente ad oggetto il servizio di trasporto ed interessato dal disservizio di rete per cause accidentali o imprevedibili ovvero per interventi di manutenzione.

Articolo 10

Aggiornamento delle componenti della tariffa di riferimento TV1

10.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi operativi applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

10.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 10.1, lettera b), è pari al 1,9%.

10.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 11 ed entrati in esercizio.

10.4 Ai fini di quanto previsto al comma 10.3, lettera c) e d), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.

10.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti ρ_1 e ρ_3 a copertura degli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

10.6 Ai fini di quanto previsto al comma 10.5, lettera d), sono riconosciute ai fini tariffari quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilita nella tabella 5 dell'Allegato 1, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.

Articolo 11

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di distribuzione

11.1 La remunerazione degli investimenti per il servizio di distribuzione avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

11.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto per il servizio di distribuzione è fissato pari al 7,0%, salvo quanto disposto dai seguenti commi.

11.3 Entro il 31 luglio di ciascun anno *t*, a partire dall'anno 2008, ciascuna impresa concessionaria del servizio di distribuzione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:

a) gli investimenti entrati in esercizio nel corso dell'anno *t-1*, riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4;
b) le dismissioni effettuate nel corso dell'anno *t-1* per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4 lettera b), indicando l'anno di messa in esercizio del cespite dimesso, precisando altresì se il cespite dismesso è stato oggetto di successiva alienazione;
c) la documentazione comprovante il rispetto dei requisiti di cui ai commi 11.5 e 11.6;
d) gli investimenti e le dismissioni programmate per i tre anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 11.4.

11.4 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti, entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007, è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:

a) D=1 investimenti relativi alla realizzazione di nuove stazioni di trasformazione AT/MT: 2% per 8 anni;
b) D=2 investimenti di sostituzione dei trasformatori esistenti nelle cabine di trasformazione MT/BT con nuovi trasformatori a basse perdite: 2% per 8 anni;
c) D=3 investimenti di cui alla precedente lettera a) la cui realizzazione determini almeno due nuovi lati di maglia sul lato AT delle medesime stazioni: 2% per 12 anni;
d) D=4 investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo di reti attive MT (*smart grids*): 2% per 12 anni;
e) D=5 investimenti diversi da quelli di cui alle precedenti lettere, ivi comprese le variazioni di lavori in corso: 0%.

11.5 L'incremento del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 11.4 lettere a) e c) sono riconosciuti nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscono a:

a) regioni con meno di 10 trasformatori AT/MT ogni 100.000 punti di prelievo oppure aree comunali con almeno 100.000 punti di prelievo che hanno registrato un incremento di potenza massima prelevata negli ultimi 5 anni maggiore del 20%;
b) cabine con entra-esci sul lato AT.

11.6 L'incremento del tasso di remunerazione e la durata di cui al comma 11.4 lettera b) sono riconosciuti nel caso in cui gli investimenti realizzati si riferiscono a trasformatori MT/BT conformi alla classe di perdite a carico ridottissime "Ak" secondo la classificazione della norma EN 50464-1 e almeno alla classe "B0" per le perdite a vuoto secondo la medesima norma.

11.7 La procedura e i criteri di selezione degli investimenti ammessi al trattamento incentivante di cui al comma 11.4 lettera d) sono determinati con specifico provvedimento dell'Autorità.

11.8 L'ammissibilità degli investimenti di cui al comma 11.4 lettera d) è demandata ad un'apposita commissione di esperti nominata dall'Autorità che esamina i progetti in relazione alle potenzialità di sviluppo della generazione distribuita e ai benefici attesi in termini di miglioramento della qualità della tensione; l'onere della commissione sarà posto a carico dei soggetti i cui progetti saranno selezionati.

11.9 Dall'anno 2010, con riferimento agli investimenti di cui al comma 11.4, entrati in esercizio nell'anno *t-2*, la maggiore remunerazione di cui al comma 10.3, lettera d), è calcolata come somma delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al comma 11.4, determinate come prodotto tra il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti, e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto ai sensi del medesimo comma 11.4.

11.10 La maggior remunerazione riconosciuta ai sensi del presente articolo è attribuita alle imprese distributrici che hanno realizzato gli investimenti oggetto di incentivazione, tramite la perequazione di cui all'Articolo 35.

11.11 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 11.3, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 11.3, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

Articolo 12

Componenti UC_3, UC_4, UC_6 e MCT

12.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), le componenti UC_3, UC_4, UC_6 e *MCT*.

SEZIONE 3

CORRISPETTIVI PER I SERVIZI DI TRASMISSIONE E DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE IMPRESE DISTRIBUTRICI E PER I PRODUTTORI

Articolo 13

Corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale

13.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale e dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale riconosce:

a) a Terna un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR*, fissata nella tabella 6 di cui all'allegato n. 1, alla somma:
   i) dell'energia elettrica netta prelevata dall'impresa medesima dalla rete di trasmissione nazionale;
   ii) dell'energia elettrica netta immessa nella rete dell'impresa medesima nei punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in alta tensione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna A, di cui all'allegato n. 1;

b) al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica connesso a un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale in media o bassa tensione un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima nel medesimo punto, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna A, di cui all'allegato n. 1.

c) al GSE un corrispettivo determinato applicando la componente *CTR* di cui alla lettera a) del presente comma all'energia elettrica immessa nella rete dell'impresa medesima da unità di produzione CIP 6/92 connessa ad un punto di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionali in media e bassa tensione, limitatamente alla quota di energia elettrica ritirata dal GSE.

Articolo 14

Corrispettivi per i servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dalle reti di distribuzione

14.1 Ciascuna impresa distributrice che preleva energia elettrica da reti di distribuzione riconosce all'impresa distributrice dalla cui rete l'energia elettrica viene prelevata un corrispettivo composto:

a) dalla componente *CTR* di cui al comma 13.1, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione, aumentata di un fattore percentuale per tenere conto delle perdite di energia elettrica sulle reti di distribuzione, fissato nella tabella 7, colonna B, di cui all'allegato n. 1;

b) dalla componente *CDF*, applicata a ciascun punto di interconnessione;

c) dalla componente *CDE*, applicata all'energia netta prelevata dall'impresa distributrice nei punti di interconnessione.

14.2 La componente *CDF* di cui al comma 14.1, lettera b), è pari:

a) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) alla componente ρ_1 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

14.3 La componente *CDE* di cui al comma 14.1, lettera c) è pari alla:

a) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera c) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in bassa tensione;
b) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera e), nel caso in cui il punto di interconnessione sia in media tensione;
c) componente ρ_3 della tariffa TV1, prevista con riferimento alla tipologia di contratto di cui al comma 2.2, lettera f) nel caso in cui il punto di interconnessione sia in alta tensione.

14.4 Il corrispettivo di cui al comma 14.1, lettera b), non si applica ai punti di interconnessione di emergenza.

Articolo 15

Corrispettivo per prelievi di energia reattiva

15.1 Terna applica ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione e rete di trasmissione nazionale, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, i corrispettivi previsti alla tabella 4 di cui all'allegato n. 1, per il corrispondente livello di tensione.

15.2 Ciascuna impresa distributrice applica ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, per prelievi con insufficiente fattore di potenza, i corrispettivi previsti alla tabella 4 di cui all'allegato n. 1, per il corrispondente livello di tensione.

15.3 Terna destina i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 15.1, evidenziati con separata contabilità, alla determinazione del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06.

Articolo 16

Corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica

16.1 Chiunque abbia la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica connesso ad una rete con obbligo di connessione di terzi riconosce a Terna, per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, un corrispettivo determinato applicando all'energia elettrica prodotta e immessa nella medesima rete, anche per

il tramite di linee dirette e di reti interne d'utenza, una componente tariffaria pari a 0,0256 centesimi di euro/kWh.

16.2 Il corrispettivo di cui al precedente comma è fatturato da Terna con cadenza mensile.

16.3 Il GSE riconosce a Terna il corrispettivo di cui al comma 16.1, relativo all'energia elettrica prodotta e immessa in rete da unità di produzione CIP 6/92, limitatamente al quantitativo ritirato dal GSE.

16.4 Con riferimento ai prelievi di energia elettrica destinati ad alimentare i servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, in relazione all'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, non sono dovuti corrispettivi ulteriori rispetto a quanto previsto dal precedente comma 16.1.

16.5 Le condizioni di cui al precedente comma 16.4 si applicano nei limiti della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari di generazione, ivi compresi i prelievi degli impianti di pompaggio, come dichiarata dal soggetto che ha nella disponibilità l'impianto di produzione con certificazione asseverata da perizia indipendente. Ove la potenza prelevata superi la potenza dichiarata di oltre il 10%, ai prelievi vengono applicate le condizioni previste per i clienti finali per tutto l'anno solare nel quale si è verificato il supero.

16.6 Le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.

16.7 Le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e dell'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/04 sono regolate dalla deliberazione n. 280/07.

Articolo 17
Remunerazione del servizio di trasmissione

17.1 Ai fini della determinazione della componente fissa del canone annuale di cui all'articolo 16 della convenzione tipo approvata con il decreto 22 dicembre 2000, Terna determina l'esborso complessivo di cui al comma 1 dell'articolo 18 della medesima convenzione tipo come differenza tra:

a) i corrispettivi percepiti dalla stessa Terna ai sensi del comma 13.1, lettera a), e del comma 16.1;
b) il corrispettivo destinato alla copertura dei costi riconosciuti per la remunerazione del Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03, determinato applicando una componente pari a 0,008 centesimi di euro/kWh, all'energia di cui al comma 13.1, lettera a).

Articolo 18
Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di trasmissione

18.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di

cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura dei costi operativi, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

18.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 18.1, lettera b), è pari al 2,3%.

18.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati;
d) il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti netti di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione, incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 19, entrati in esercizio, salvo quanto disposto al comma 19.8.

18.4 Ai fini di quanto previsto al comma 18.3, lettera d), sono portati in detrazione dal valore lordo dell'investimento anche gli eventuali contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.

18.5 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte della componente *CTR* di cui al comma 13.1, della componente tariffaria di cui al comma 16.1 e della componente di cui al comma 17.1, lettera b) a copertura degli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti;
d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

18.6 Ai fini di quanto previsto al comma 18.5, lettera d), sono riconosciute quote di ammortamento, per un periodo pari alla durata convenzionale stabilità nella tabella 5 dell'Allegato 1, anche in relazione a cespiti il cui valore lordo risulti in tutto o in parte compensato da contributi in conto capitale a qualsiasi titolo percepiti.

Articolo 19

Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di trasmissione

19.1 La remunerazione degli investimenti in reti di trasmissione dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

19.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto in reti di trasmissione è fissato pari al 6,9%, salvo quanto disposto dai seguenti commi.

19.3 Agli interventi di sviluppo della capacità di trasporto su reti di trasmissione entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 ed incentivati ai sensi della deliberazione n. 5/04, è riconosciuta una maggiorazione del tasso di remunerazione pari al 2%, fino al 31 dicembre 2019.

19.4 Entro il 31 luglio di ciascun anno *t*, a partire dall'anno 2008, l'impresa concessionaria del servizio di trasmissione comunica all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:

a) gli investimenti e le dismissioni effettuate nel corso dell'anno *t-1*, riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 19.6, salvo quanto previsto dalle successive lettere in relazione al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03;
b) la documentazione comprovante i costi compensativi e i costi ambientali sostenuti nel corso dell'esercizio *t-1* per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi e ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali per la realizzazione delle opere compensative e ambientali;
c) la documentazione necessaria ai fini della valutazione di ammissibilità di cui al comma 19.7
d) gli investimenti e le dismissioni programmate per i tre anni successivi, mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 19.6;
e) la stima dei nuovi investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 che entreranno in esercizio entro il termine dell'anno *t+1*;
f) la stima aggiornata dei nuovi investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 che entreranno in esercizio entro il termine dell'anno *t*;
g) gli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 entrati in esercizio entro l'anno *t-1*.

19.5 Il concessionario del servizio di trasmissione fornisce evidenza della coerenza degli investimenti programmati, comunicati annualmente ai sensi del comma 19.4, lettera d), con il Piano di Sviluppo predisposto ai sensi del decreto 20 aprile 2005.

19.6 Alle tipologie di seguito elencate di nuovi investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007 è riconosciuta la maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito specificata, per le relative durate:

a) I=1: investimenti di rinnovo, investimenti derivanti da obblighi normativi, incrementi di immobilizzazioni in corso ed altri investimenti diversi da quelli di cui alle successive lettere b) e c): 0%;
b) I=2: investimenti di sviluppo della capacità di trasporto non riconducibili alla successiva tipologia I=3 e investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03: 2% per 12 anni;
c) I=3 investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity* (*NTC*) sulle frontiere elettriche: 3% per 12 anni.

19.7 L'attribuzione dei nuovi investimenti alla tipologia di cui al comma 19.6 avviene su proposta dell'impresa concessionaria del servizio e mediante approvazione preventiva da parte dell'Autorità.

19.8 Il capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari in ciascun anno *t* a partire dall'anno 2008, in relazione agli investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 include le stime comunicate da Terna di entrata in esercizio di nuovi investimenti destinati a tale scopo entro il termine dell'anno *t*. Su base annuale l'Autorità verifica eventuali differenze tra le entrate in esercizio stimate e le effettive entrate in esercizio.

19.9 L'inclusione nel capitale investito netto riconosciuto ai fini tariffari di investimenti relativi al Piano di difesa di cui all'articolo 1 quinquies, comma 9, della legge n. 290/03 previsti per gli anni successivi al 2008 è subordinato all'entrata in esercizio degli investimenti netti inclusi nella base di capitale utilizzata ai fini della definizione dei livelli tariffari applicati nell'anno precedente.

19.10 Dall'anno 2010, con riferimento agli investimenti di cui al comma 19.4, lettera a), entrati in esercizio nell'anno *t-2*, la maggiore remunerazione di cui al comma 18.3 lettera d) è calcolata come somma delle maggiori remunerazioni riconducibili a ciascuna delle tipologie di investimento di cui al comma 19.6 lettere b) e c), determinate come prodotto tra il valore netto dell'investimento, al netto anche di eventuali contributi in conto capitale percepiti e il tasso di maggiore remunerazione riconosciuto ai sensi del medesimo comma 19.6 lettere b) e c).

19.11 In deroga a quanto disposto dal comma 19.10, nel caso in cui il valore di investimenti rientranti nelle categorie I=2 e I=3 includa costi ambientali e/o compensativi superiori al 6% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (MR) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$\mathrm{MR} = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

r_{base} il tasso di remunerazione di cui al comma 19.2;

$r_{ridotto}$ è il tasso calcolato come segue

$$r_{ridotto} = \left(r_{base} + r_{premium}\right) * \frac{C^{eff} * (1+\alpha)}{C^{eff} + C^{amb}} + K_D * \frac{C^{amb} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{amb}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti di sviluppo in coerenza con le disposizioni di cui al comma 19.6.
- la componente C^{amb} rappresenta i costi compensativi e/o i costi ambientali;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e/o i costi ambientali;
- α è fissato ad un valore pari a 0,06;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,90%;

19.12 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 19.4, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 19.4, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

TITOLO 3

SERVIZIO DI MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA

Articolo 20
Disposizioni generali

20.1 Ciascun misuratore che consenta la rilevazione oraria o per fascia oraria delle grandezze elettriche è sincronizzato con un unico riferimento nazionale messo a disposizione dall'Istituto Elettrotecnico Nazionale Galileo Ferraris e a cura del soggetto responsabile della rilevazione e della registrazione delle misure dell'energia elettrica.

20.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi per il servizio di cui al comma 2.1, lettera c), le misure rilevanti sono esclusivamente quelle effettuate dai misuratori di cui al presente titolo.

20.3 Per gli impianti di produzione per i quali la misura dell'energia elettrica prodotta coincide con la misura dell'energia elettrica immessa in rete, i misuratori installati ai sensi della normativa vigente sono utilizzati anche per la misura dell'energia elettrica prodotta.

Articolo 21
Soggetti responsabili del servizio di misura dell'energia elettrica

21.1 Il soggetto responsabile dell'installazione e della manutenzione dei misuratori è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;

b) con riferimento ai punti di immissione relativi ad un impianto di produzione di energia elettrica, il soggetto titolare dell'impianto medesimo;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

21.2 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica è:

a) con riferimento ai punti di prelievo, l'impresa distributrice per i clienti finali che prelevano l'energia elettrica da tali punti;
b) con riferimento ai punti di immissione situati su una rete con obbligo di connessione di terzi, il soggetto che gestisce la medesima rete;
c) con riferimento ai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, l'impresa distributrice sulla cui rete tali punti si trovano;
d) con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di distribuzione, l'impresa distributrice che cede energia elettrica attraverso tali punti.

21.3 Ai soli fini della definizione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori oltre che della responsabilità della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica, in presenza di un unico punto di connessione utilizzato sia per prelievi che per immissioni di energia elettrica:

a) se il punto di connessione è asservito ad un impianto di produzione di energia elettrica e se i prelievi che avvengono attraverso tale punto sono finalizzati esclusivamente all'attività di produzione di energia elettrica, il punto di connessione medesimo è considerato punto di immissione. In tale caso il soggetto titolare dell'impianto è tenuto ad installare un solo misuratore in grado di rilevare sia la misura dell'energia elettrica immessa che la misura dell'energia elettrica prelevata;
b) nei casi diversi da quelli di cui al precedente alinea, il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.

21.4 Il soggetto responsabile della raccolta e della validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica di cui al comma 21.2 trasmette a Terna la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate, per quanto necessario ai fini del compimento, da parte della medesima Terna, degli adempimenti amministrativi di competenza.

21.5 Le misure dell'energia elettrica rilevate e registrate nei punti di immissione e di prelievo non possono essere utilizzate per finalità diverse da quelle relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e di vendita di cui al comma 2.1, salvo consenso scritto da parte del soggetto titolare dell'impianto di produzione dell'energia elettrica o del cliente finale a cui tali punti si riferiscono.

21.6 Il responsabile dell'attività di raccolta e registrazione archivia e custodisce, per un periodo minimo di 5 anni, le misure dell'energia elettrica, sia quelle orarie corrispondenti ai punti di immissione e di prelievo trattati su base oraria, sia quelle corrispondenti ai punti di immissione e prelievo non trattati su base oraria, in modalità tale per cui questi possano essere disponibili e riutilizzati a scopi di verifica e controllo dell'applicazione dei meccanismi vigenti e con finalità legate ai servizi regolati.

21.7 Qualora l'ambito di competenza del responsabile dell'attività di rilevazione e registrazione delle misure risulti variato a seguito di cessioni e incorporazioni di attività, il soggetto cedente ha l'obbligo di trasferire gli archivi delle misure di energia elettrica integralmente al soggetto cessionario, contestualmente al perfezionamento della cessione.

Articolo 22

Disposizioni relative ai punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e agli impianti di produzione di energia elettrica con potenza nominale superiore a 250 kW

22.1 Il presente articolo si applica al servizio di misura dell'energia elettrica con riferimento ai punti di prelievo in altissima, alta e media tensione e ai punti di immissione relativi a impianti di produzione di energia elettrica, con potenza nominale superiore a 250 kW.

22.2 I misuratori relativi ai punti di immissione e di prelievo di cui al precedente comma devono:

a) consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;
b) essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
c) consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazione e alle registrazioni, con le stesse modalità e indipendentemente dall'accesso alle medesime rilevazioni e registrazioni da parte del soggetto di cui al comma 21.2;
d) essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati ed a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

22.3 In alternativa a quanto previsto al comma 22.2, lettera c), il soggetto di cui al comma 21.2 rende disponibili al cliente finale, per via informatica, i dati registrati nel corso del mese, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati sono stati registrati.

22.4 Nel caso in cui si verifichino irregolarità di funzionamento del misuratore, l'intervento di manutenzione è effettuato, entro 48 (quarantotto) ore dalla segnalazione automatica o dalla comunicazione, dal soggetto di cui al comma 21.1 che ne dà tempestiva informazione al titolare del punto di immissione o di prelievo o al soggetto di cui al comma 21.2.

22.5 Per il periodo in cui si è verificata l'irregolarità di funzionamento di cui al comma 22.4, la ricostruzione delle misure dell'energia elettrica è effettuata dal soggetto di cui al comma 21.2, sulla base dell'errore di misurazione accertato in sede di verifica del misuratore, con effetto retroattivo dal momento in cui l'irregolarità si è verificata, ove lo stesso momento sia determinabile, oppure, nei casi di indeterminabilità, dall'inizio del mese in cui l'irregolarità è stata rilevata. Qualora non sia possibile determinare il suddetto errore di misurazione, la ricostruzione è effettuata con riferimento alle misure relative ad analoghi periodi o condizioni, tenendo conto di ogni altro elemento idoneo.

22.6 Il soggetto che ha diritto alla disponibilità delle misure dell'energia elettrica può richiedere in qualsiasi momento la verifica dei misuratori. Rimangono a carico del richiedente le spese necessarie per la verifica nel caso in cui gli errori riscontrati risultino compresi entro i limiti di precisione previsti per il misuratore. Qualora gli errori riscontrati superino tali limiti, il soggetto di cui al comma 21.1 assume a proprio carico le spese di verifica e provvede al ripristino della funzionalità del medesimo misuratore.

Articolo 23
Disposizioni relative ai punti di prelievo in bassa tensione

23.1 I misuratori relativi ai punti di bassa tensione devono soddisfare le caratteristiche minime di cui alla deliberazione n. 292/06, fermo restando quanto disposto al successivo Articolo 28.

Articolo 24
Disposizioni relative ai punti di interconnessione

24.1 I misuratori relativi ai punti di interconnessione consentono la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di interconnessione.

24.2 Il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e/o immessa in un punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale è svolto conformemente alle prescrizioni tecniche, ai criteri e alle modalità definite dal codice di rete sulla base delle direttive emanate dell'Autorità con la deliberazione n. 250/04.

Articolo 25
Corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica in punti di prelievo nella titolarità di clienti finali

25.1 Ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da b) a g), una tariffa composta dalle componenti tariffarie MIS_1 e MIS_3, fissate pari ai valori di cui alla tabella 8.1 dell'allegato n. 1.

Articolo 26
Remunerazione del servizio di misura dell'energia elettrica nei punti di interconnessione e di immissione

26.1 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione, al soggetto che provvede all'installazione e manutenzione del misuratore viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.2 dell'Allegato 1.

26.2 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla raccolta delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.3 dell'Allegato 1.

26.3 Con riferimento al servizio di misura prestato in punti di interconnessione ovvero in punti di immissione, al soggetto che provvede alla validazione e registrazione delle misure viene riconosciuto dalla controparte il corrispettivo di cui alla tabella 8.4 dell'Allegato 1.

Articolo 27
Corrispettivi applicati in assenza del misuratore

27.1 Nei punti di prelievo, di immissione e di interconnessione ove, compatibilmente con la normativa vigente, non risulti installato un misuratore, l'applicazione dei corrispettivi di cui ai precedenti articoli 25 e 26 è effettuata al netto del corrispettivo di cui al comma 26.1.

Articolo 28
Disposizioni inerenti l'installazione dei misuratori di energia elettrica

28.1 In tutti i punti di prelievo e di immissione in altissima, alta e media tensione di cui al comma 22.1 devono essere installati misuratori di energia elettrica conformi con quanto specificato al comma 22.2.

28.2 Con riferimento alle tempistiche di installazione dei misuratori elettronici relativi ai punti di prelievo e di immissione in bassa tensione si applicano le disposizioni di cui alla deliberazione n. 292/06.

Articolo 29
Remunerazione riconosciuta agli investimenti per il servizio di misura

29.1 La remunerazione degli investimenti per il servizio di misura dell'energia elettrica avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

29.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di remunerazione del capitale investito netto nel servizio di misura è fissato pari al 7,2%.

Articolo 30
Aggiornamento delle componenti tariffarie relative al servizio di misura

30.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1, e MIS_3 di cui al comma 25.1, a copertura dei costi operativi, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

30.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 30.1, lettera b), è pari al 5,0%.

30.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1, e MIS_3 di cui di cui al comma 25.1 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati.

30.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti MIS_1, e MIS_3 di cui di cui al comma 25.1 a copertura degli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;
c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, con l'esclusione delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;
d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

TITOLO 4

CORRISPETTIVI APPLICATI ALLE UTENZE DOMESTICHE IN BASSA TENSIONE PER LA REMUNERAZIONE DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DI ENERGIA ELETTRICA

Articolo 31
Tariffe D1, D2, D3

31.1 La tariffa di riferimento per i clienti potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), a remunerazione dei servizi di cui al comma 2.1, è denominata D1. La tariffa D1, i cui valori sono fissati nella tabella 9, è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente σ_1, costituita dagli elementi $\sigma_1(mis)$ e $\sigma_1(cot)$;
b) componente σ_2;
c) componente σ_3, costituita dagli elementi $\sigma_3(tras)$, $\sigma_3(disAT)$ e $\sigma_3(disMT)$;
d) componenti UC_3, UC_4, UC_6 e *MCT* di cui di cui all'Articolo 12.

31.2 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata D2 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), per l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW. La tariffa D2 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D2);
b) componente τ_2(D2);
c) componente τ_3(D2);
d) componenti UC_3, UC_4 e *MCT* di cui all'Articolo 12.

31.3 Ciascuna impresa distributrice applica una tariffa denominata D3 alle attuali o potenziali controparti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a), diverse da quelli di cui al comma 31.2. La tariffa D3 è composta dalle seguenti componenti tariffarie:

a) componente τ_1(D3);
b) componente τ_2(D3);
c) componente τ_3(D3);
d) componenti UC_3, UC_4 e *MCT* di cui all'Articolo 12.

31.4 I valori delle componenti σ_1 , σ_2 , σ_3 , τ_1(D2), τ_2(D2), τ_3(D2), τ_1(D3), τ_2(D3), τ_3(D3), sono fissati nelle tabelle 10, 11 e 12 dell'Allegato 1.

31.5 Gli scaglioni di consumo espressi in kWh per anno previsti dalla tabella 10 ai fini dell'addebito della componente τ_3(D2) sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori.

Articolo 32

Aggiornamento dei corrispettivi applicati alle utenze domestiche in bassa tensione

32.1 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1 , σ_2 e σ_3 a copertura dei costi operativi, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, rilevato dall'Istat;
b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti;
c) il tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

32.2 Per il periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale di cui al comma 32.1, lettera b), è pari al 1,9% con riferimento al servizio di distribuzione, al 2,3% con riferimento al servizio di trasmissione e all'5,0% con riferimento al servizio di misura.

32.3 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota

parte delle componenti σ_1, σ_2, e σ_3 a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;

b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;

c) il tasso di variazione collegato agli investimenti netti realizzati entrati in esercizio;

d) limitatamente all'elemento $\sigma_3(disMT)$, all'elemento $\sigma_3(disAT)$, e alla componente σ_2, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione incentivati ai sensi di quanto disposto dal successivo Articolo 11;

e) limitatamente all'elemento $\sigma_3(tras)$, il tasso di variazione collegato alla maggiore remunerazione riconosciuta agli investimenti in reti di trasmissione ai sensi dell'Articolo 19.

32.4 Nel corso del periodo di regolazione 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011 l'Autorità aggiorna, entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia, la quota parte delle componenti σ_1, σ_2, e σ_3 a copertura degli ammortamenti, applicando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat, riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;

b) il tasso di variazione atteso dei volumi del servizio erogato a livello nazionale;

c) il tasso di variazione collegato alla riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e completamento della vita utile standard dei cespiti, con l'esclusione per l'elemento $\sigma_1(mis)$ delle dismissioni di misuratori elettromeccanici sostituiti con misuratori elettronici ai sensi della deliberazione n. 292/06;

d) il tasso di variazione collegato agli investimenti lordi realizzati entrati in esercizio.

PARTE III

PEREQUAZIONE E INTEGRAZIONE DEI RICAVI RICONOSCIUTI

TITOLO 1

PEREQUAZIONE DEI COSTI E DEI RICAVI DI DISTRUBUZIONE E DI MISURA

SEZIONE 1

REGIME DI PEREQUAZIONE GENERALE

Articolo 33
Perequazione

33.1 La perequazione dei costi e dei ricavi di distribuzione e di misura per gli anni 2008-2011 si articola in:
a) perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione;
b) perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione;
c) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti ad alta tensione;
d) perequazione dei costi del servizio di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
e) perequazione dei costi del servizio di distribuzione su reti a media e bassa tensione;
f) perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3.
g) perequazione dei ricavi relativi al servizio di misura in bassa tensione
h) perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione.

33.2 La perequazione di cui al comma 33.1, si applica a tutte le imprese distributrici, salvo quanto disposto dal comma 33.3.

33.3 Le imprese elettriche ammesse al regime di integrazione delle tariffe previste dall'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, sono escluse dalla partecipazione ai meccanismi di perequazione di cui al comma 33.1.

33.4 La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione e liquidazione, per ciascuna impresa distributrice, dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di cui al comma 33.1.

33.5 Ai fini di quanto previsto dal comma 33.4, ciascuna impresa distributrice, entro il 31 luglio di ogni anno, fa pervenire alla Cassa, con le modalità da questa definite in coerenza con le disposizioni della presente Sezione, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione relativo all'anno precedente.

33.6 Nel caso in cui l'impresa di distribuzione non rispetti il termine di cui al comma 33.5, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema al distributore inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dallo stesso al sistema di perequazione nel suo complesso.

33.7 La Cassa, entro il 30 settembre di ogni anno, comunica all'Autorità e a ciascuna impresa distributrice l'ammontare di perequazione relativo ai singoli meccanismi di perequazione.

33.8 Ciascuna impresa distributrice, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 31 ottobre di ogni anno, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.

33.9 La Cassa, in relazione ai singoli meccanismi di perequazione, entro il 30 novembre di ogni anno liquida quanto dovuto a ciascuna impresa distributrice. Nel caso in cui le disponibilità dei conti UC3 non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa distributrice la Cassa effettua pagamenti pro-quota rispetto agli importi vantati dalle diverse imprese distributrici, fino a concorrenza delle disponibilità dei conti suddetti.

33.10 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese distributrici in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 33.9, la Cassa riconosce alle medesime imprese distributrici un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360, calcolato a decorrere dall'1 gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione.

33.11 Ai fini della perequazione, il riconoscimento della destinazione di consumi di energia elettrica ad uso proprio della trasmissione avviene dietro specifica autocertificazione da parte del soggetto esercente il servizio di trasmissione.

33.12 Ai fini della perequazione, il riconoscimento della destinazione di consumi di energia elettrica ad uso proprio della distribuzione avviene sulla base di una specifica autocertificazione predisposta dall'impresa distributrice.

33.13 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

Articolo 34

Perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione

34.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione, riconosciuto a ciascuna impresa distributrice, relativo al meccanismo di cui al comma 33.1, lettera a), è pari a:

$$PD_m = RR_m - RE_m$$

dove:

- PD_m è l'ammontare di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per ogni impresa distributrice *m*;
- RR_m è l'ammontare dei ricavi che il distributore otterrebbe applicando, alle attuali e potenziali controparti di cui al comma 2.2, la tariffa di riferimento TV1 di cui al comma 6.1;
- RE_m è l'ammontare dei ricavi effettivi conseguiti dall'impresa distributrice applicando per ogni specifica tipologia contrattuale di cui al comma 2.2, la tariffa obbligatoria di cui all'Articolo 7.

Articolo 35

Perequazione dei ricavi dovuti alla maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti incentivati sulle reti di distribuzione

35.1 Con successivo provvedimento, entro il 29 febbraio 2008, l'Autorità definisce un meccanismo di perequazione al fine di garantire che la maggior remunerazione riconosciuta agli investimenti sulle reti di distribuzione ai sensi dell'Articolo 11 sia attribuita alle imprese che hanno effettivamente realizzato detti investimenti.

Articolo 36

Perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione

36.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera c), è pari a:

$$DA = C_1 + C_2 - [RA_{DIR} * \xi + RA_{TOT} * (1-\xi)]$$

dove:

- DA è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione sulle reti ad alta tensione;
- C_1 è il costo diretto standard delle linee ad alta tensione di distribuzione, calcolato secondo la seguente formula:

$$C_1 = \frac{\sum_k p_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k p_k * N_{k,m}} * \sum_m \sum_c \rho'^c_3 (disAT) * qe^{c,m}$$

- C_2 è il costo sostenuto per l'utilizzo di reti ad alta tensione di altre imprese distributrici, calcolato applicando alle quantità di energia elettrica prelevata da reti di distribuzione di terzi, per ciascun livello di tensione *t,* la componente tariffaria $\rho_3(disAT)$ relativa alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);

- RA_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^c_3 (disAT)$;

- RA_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi di distribuzione in alta tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, e delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione;

con:

- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti *k* delle linee di distribuzione ad alta tensione, come autocertificato da ciascuna impresa distributrice *m* ammessa;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica trasportata per ciascuna tipologia contrattuale *c* da ciascuna impresa distributrice *m*.
- p_k, costo unitario standard di ciascuna componente *k* delle linee di distribuzione ad alta tensione,;
- ξ, rapporto tra la quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dai punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

36.2 I corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{3}(disAT)$ e i costi unitari standard p_k, sono fissati dall'Autorità con separato provvedimento entro il 29 febbraio 2008.

Articolo 37

Perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione

37.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera d) è pari a:

$$DF= Cf_1+Cf_2 - [RF_{DIR}*\mu+RF_{TOT}*(1-\mu)]$$

dove:

- DF è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione relativi alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione;
- Cf_1 è il costo diretto standard relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato secondo la seguente formula:

$$Cf_1=\frac{\sum_k r_k * N_{k,m}}{\sum_m \sum_k r_k * N_{k,m}} *(\sum_m \sum_c \rho'^{c}_{3}(disMT) * qe^{c,m} + \sum_m \sum_c \rho'^{c}_{1}(disMT) * ne^{c,m})$$

- Cf_2 è il costo sostenuto per il prelievo di energia elettrica da reti di distribuzione di terzi, relativo alla trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato applicando le componenti tariffarie $\rho_1(disMT)$ e $\rho_3(disMT)$ relative alle tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e) ed f);
- RF_{DIR} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi diretti relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, e applicando i corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{1}(disMT)$ e $\rho'^{c}_{3}(disMT)$;

– RF_{TOT} è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1 a copertura dei costi relativi alla trasformazione dal livello di alta al livello di media tensione, calcolato considerando i prelievi di tutti i clienti finali, i prelievi delle imprese distributrici connesse alle proprie reti, nonché gli autoconsumi al netto degli usi propri della distribuzione e della trasmissione, applicando specifici corrispettivi unitari fissati dall'Autorità;

con:

- $ne^{c,m}$, numero di punti di prelievo appartenenti a ciascuna tipologia *c* di ciascuna impresa distributrice.
- $N_{k,m}$, consistenza delle componenti *k* delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione in termini di potenza nominale di trasformazione espressa in MVA, come autocertificata dall'impresa distributrice *m*;
- $qe^{c,m}$, quantità di energia elettrica relativa al servizio trasporto prestato a ciascuna tipologia di utenza *c* da ciascuna impresa distributrice *m*.
- r_k, costo unitario standard delle componenti *k* delle stazioni di trasformazione dell'energia elettrica dal livello di alta al livello di media tensione,;
- μ, rapporto tra la somma della quantità di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice dalla rete di trasmissione nazionale e da punti interconnessione virtuale alla reti di trasmissione nazionale in alta tensione e il totale di energia elettrica prelevata dall'impresa distributrice.

37.2 I corrispettivi unitari $\rho'^{c}_{1}(disMT)$ e $\rho'^{c}_{3}(disMT)$, i corrispettivi specifici per il calcolo dell'ammontare RF_{TOT}, e il costo unitario standard r_k, sono fissati dall'Autorità con separato provvedimento entro il 29 febbraio 2008.

Articolo 38

Perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e di bassa tensione

38.1 In ciascun anno l'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera e) è pari a:

$$DB = (RA*IC*w) + up$$

dove

- DB è l'ammontare di perequazione dei costi di distribuzione su reti di media e bassa tensione;
- IC è l'indicatore di concentrazione della clientela;
- RA è la somma dei ricavi ammessi per ciascuna tipologia contrattuale dall'applicazione delle tariffe di riferimento TV1 e D1, a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, calcolato considerando anche i ricavi ottenuti dal servizio distribuzione in media e bassa tensione prestato ad altre imprese distributrici;

- *up* sono i minori ricavi, calcolati applicando la componente TRAS ed i parametri della tariffa TV1 a copertura dei costi di distribuzione in media e bassa tensione, relativi ai servizi di trasmissione e di distribuzione erogati dall'impresa distributrice per usi propri di trasmissione e di distribuzione. Sono valorizzati in tale componente anche gli eventuali minori ricavi per i distributori che presentino punti di interconnessione con l'RTN ove l'energia ceduta a Terna è superiore all'energia prelevata;
- *w* è un coefficiente che esprime l'incidenza dei costi operativi diretti di distribuzione in media e bassa tensione sui costi totali di distribuzione in media e bassa tensione riconosciuti, e assume valore pari a 0,3.

38.2 L'indicatore di concentrazione IC è calcolato secondo la seguente formula:

$$IC = \frac{\sum_J N_J * K_J}{\sum_J N_J} - 1$$

dove:

- J denota il grado di concentrazione (alta, media o bassa), come definito nel TIQE;
- N_J è il numero di punti di prelievo in bassa tensione serviti dall'impresa, con grado di concentrazione J;
- K_J è il coefficiente che esprime lo scostamento rispetto alla media del costo diretto necessario per servire un cliente nel grado di concentrazione J e assume i valori riportati in tabella 13 dell'allegato n. 1.

Articolo 39

Perequazione dei ricavi ottenuti dall'applicazione delle tariffe D2 e D3

39.1 L'ammontare di perequazione di cui al comma 33.1, lettera f), è pari a:

$$RD = RA - RE$$

dove:

- *RD* è l'ammontare di perequazione dei ricavi ottenuti dalle tariffe D2 e D3;
- *RA* rappresenta il livello dei ricavi che l'impresa distributrice avrebbe conseguito dall'applicazione della tariffa *D1,* di cui al comma 31.1 del presente provvedimento, ai clienti ai quali sono state applicate le tariffe *D2* e *D3* con riferimento al numero medio di punti di prelievo, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione;
- *RE* rappresenta il livello dei ricavi effettivi che l'impresa distributrice ha conseguito dall'applicazione delle tariffe D2 e D3, senza sconti o abbuoni, con riferimento al numero medio di clienti, alla potenza media impegnata e ai consumi di competenza del periodo al quale si riferisce l'ammontare di perequazione.

Articolo 40

Perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione

40.1 Con successivo provvedimento, entro il 29 febbraio 2008, l'Autorità definisce un meccanismo di perequazione dei ricavi per l'erogazione del servizi di misura ai punti di prelievo in bassa tensione. Il meccanismo di perequazione è finalizzato a garantire che la remunerazione dell'investimento in misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione ed le quote di ammortamento dei misuratori elettromeccanici in bassa tensione dismessi per la loro sostituzione con misuratori elettronici, sia attribuita alle imprese distributrici che hanno effettivamente realizzato tali investimenti.

40.2 In aggiunta al meccanismo di perequazione dei ricavi di misura in bassa tensione l'Autorità definisce, nei medesimi tempi di cui al comma 40.1, un meccanismo di penalità in relazione al mancato rispetto degli obbiettivi di installazione obbligatori previsti dalla deliberazione n. 292/06, secondo quanto disposto dall'articolo 11 della medesima deliberazione.

Articolo 41

Perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione

41.1 Con successivo provvedimento, entro il 29 febbraio 2008, l'Autorità definisce un meccanismo di perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per la clientela in bassa tensione, a tutela dell'equilibrio economico finanziario delle medesime. Detto meccanismo è sviluppato in coerenza con le proposte formulate nel capitolo 25 del documento per la consultazione del 30 novembre 2007, Atto n. 47/07.

SEZIONE 2

REGIME DI PEREQUAZIONE SPECIFICO AZIENDALE

Articolo 42

Perequazione specifica aziendale

42.1 La perequazione specifica aziendale è destinata alla copertura degli scostamenti dei costi di distribuzione effettivi dai costi di distribuzione riconosciuti dai vincoli tariffari, non coperti dai meccanismi di perequazione di cui alla sezione 1 del presente titolo, derivanti da variabili esogene fuori dal controllo dell'impresa.

42.2 La partecipazione alla perequazione specifica aziendale è riservata alle imprese ammesse alla medesima perequazione per il periodo di regolazione 2004 – 2007.

42.3 Con successivo provvedimento, entro il 29 febbraio 2008, l'Autorità definisce le modalità di applicazione ed aggiornamento per il periodo di regolazione 2008-2011 del fattore di correzione specifico aziendale *Csa*, definito ai sensi delle deliberazioni n. 5/04 e n. 96/04.

SEZIONE 3

PROMOZIONE DELLE AGGREGAZIONI

Articolo 43

Promozione delle aggregazioni delle imprese distributrici

43.1 Nel caso in cui il processo di aggregazione di più imprese di distribuzione coinvolga almeno una impresa con meno di 100.000 punti di prelievo e comporti la riduzione del numero di imprese concessionarie, all'impresa risultante dall'aggregazione la Cassa riconosce annualmente, fino al 2011, un importo pari a:

$$PAGG_{n} = CoD_{n} * K$$

dove:

$PAGG_n$ è l'importo riconosciuto per la promozione delle aggregazioni, relativo all'anno *n* successivo all'anno di avvenuta aggregazione;

CoD_n è il ricavo ammesso a copertura dei costi operativi di distribuzione, derivate dall'applicazione nell'anno *n* della tariffa TV1, escluso l'elemento $\rho_1(cot)$ e D1, escluse la componente σ_1 e l'elemento $\sigma_3(tras)$, ai clienti delle imprese aggregate diverse dall'impresa con il maggior numero di punti di prelievo in bassa tensione;

K è pari a 1,9%.

43.2 Per gli anni successivi all'anno *n*, l'importo PAGG è calcolato aggiornando il valore del parametro *CoD* per tener conto della variazione degli elementi della tariffa TV1.

43.3 Il calcolo ed il riconoscimento dell'importo di cui al comma 43.1 avviene coi modi e nei tempi previsti dall'Articolo 33 per la perequazione generale.

SEZIONE 4

INTEGRAZIONE DEI RICAVI A COPERTURA DI ONERI IN CAPO ALLE IMPRESE DI DISTRUBUTRICI E ALLA SOCIETA' TERNA

Articolo 44

Integrazione dei ricavi a copertura degli oneri per lo sconto ai dipendenti

44.1 Alle imprese distributrici e alla società Terna, fino al 31 dicembre 2019 secondo le modalità disciplinate dal presente articolo, è riconosciuta una integrazione ai ricavi garantiti dall'applicazione dei corrispettivi tariffari di cui alla Parte II del presente provvedimento, in relazione alla copertura dei costi relativi agli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.

44.2 Per l'anno 2008, l'integrazione di cui al comma 44.1 è pari a 11/12 (undici dodicesimi) dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 per gli sconti sui consumi elettrici riconosciuti ai dipendenti del settore, in ragione del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro, assunti prima dell'1 luglio 1996, inclusi quelli in pensione e in reversibilità.

44.3 Per gli anni successivi al 2008 l'integrazione massima riconoscibile è pari al valore dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006, ridotto annualmente di un ulteriore dodicesimo di detto valore.

44.4 L'integrazione riconosciuta in ciascun anno *n* successivo al 2008, qualora l'onere effettivo a consuntivo sostenuto nell'anno *n-2* risulti inferiore al massimo riconoscibile determinato ai sensi del comma 44.3, è pari alla media tra l'onere effettivo dell'anno *n-2* e l'integrazione massima riconoscibile di cui al medesimo comma 44.3.

44.5 Ai fini del calcolo dell'onere effettivamente sostenuto nell'anno 2006 di cui al comma 44.2 si applicano le seguenti limitazioni:

a) l'onere deve fare riferimento esclusivamente a dipendenti assegnati a funzioni rientranti nelle attività di trasmissione, distribuzione e misura, come delimitate ai sensi del TIU;

b) nel caso di ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, l'ex-dipendente all'atto della cessazione del rapporto di lavoro doveva essere assegnato a mansioni/strutture organizzative oggi chiaramente e univocamente riconducibili alle attività di cui alla precedente lettera a).

44.6 A partire dall'anno 2008, lo sconto riconosciuto a dipendenti ed ex-dipendenti, inclusi i casi di reversibilità, oggetto del presente articolo, è evidenziato in maniera separata nei documenti di fatturazione emessi dall'impresa di distribuzione competente. In relazione a detto sconto è altresì garantita separata evidenza contabile.

44.7 Il mancato rispetto delle disposizioni di cui al comma 44.6 comporta la sospensione del diritto all'integrazione ai ricavi di cui al presente articolo fino ad avvenuto adempimento delle medesime disposizioni.

PARTE IV

PRESTAZIONI PATRIMONIALI IMPOSTE

TITOLO 1

IMPOSIZIONE

Articolo 45
Fissazione delle componenti tariffarie A

45.1 Nel presente titolo vengono fissate le componenti tariffarie per l'adeguamento dei corrispettivi per il servizio di distribuzione di cui al comma 2.1, lettera b), destinate alla copertura degli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

45.2 Le componenti tariffarie di cui al comma 45.1 sono:

a) componente tariffaria A_2, per la copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, alla chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera c), del decreto 26 gennaio 2000;

b) componente tariffaria A_3, per la copertura degli oneri sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'incentivazione della produzione di energia elettrica degli impianti da fonti rinnovabili e assimilate, ivi inclusi i costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi elettrici;

c) componente tariffaria A_4, per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali di cui all'articolo 2, comma 1, lettera e), del decreto 26 gennaio 2000;

d) componente tariffaria A_5, per la copertura dei costi relativi all'attività di ricerca e sviluppo finalizzata all'innovazione tecnologica di interesse generale del sistema elettrico di cui all'articolo 2, comma 1, lettera d), del decreto 26 gennaio 2000;

e) componente tariffaria A_6, per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000.

45.3 Le componenti tariffarie di cui al comma 45.2 si applicano come maggiorazioni ai:

a) corrispettivi del servizio di distribuzione di cui alla parte II, titolo 2, sezione 2 e titolo 4 della medesima parte;

b) agli usi finali delle imprese distributrici.

45.4 Le componenti tariffarie *A* alimentano i conti di gestione di cui al titolo 2, sezione 2, della presente parte.

45.5 I valori delle componenti tariffarie *A* sono determinati dall'Autorità. Ai fini della definizione delle deroghe di cui al successivo comma 73.1, le aliquote di dette componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh possono essere differenziate in funzione di un massimo di 4 (quattro) scaglioni di consumo mensile.

45.6 Alle attuali e potenziali controparti dei contratti di cui al comma 2.2, lettere a), c), e), f), e g), la componente tariffaria A6 è applicata con aliquote espresse in termini di centesimi di euro/punto di prelievo per mese e con aliquote espresse in centesimi di euro/kW per mese, differenziate per un massimo di quattro scaglioni di potenza.

45.7 Ai fini di quanto disposto al comma 45.6, la nozione di potenza rilevante è la potenza impegnata di cui all'Articolo 1.

TITOLO 2

ESAZIONE E GESTIONE DEL GETTITO

SEZIONE 1

ESAZIONE

Articolo 46

Disposizioni generali

46.1 Nella presente sezione sono disciplinate le modalità di esazione delle componenti tariffarie *A*, delle componenti UC_1 UC_3, UC_4, UC_6, *MCT* e delle altre prestazioni patrimoniali imposte, comprese quelle di cui al TIV.

46.2 La Cassa definisce le modalità operative in base alle quali gli esercenti, ivi inclusi gli esercenti il servizio di maggior tutela disciplinato dal TIV, provvedono ai versamenti sui conti da essa gestiti.

Articolo 47

Esazione delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5, A_6

47.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), salvo quanto disposto dal comma 47.2, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5 e A_6, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

47.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b) che prelevano energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale riconoscono al Gestore dei servizi elettrici il gettito della componente tariffaria A_3, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato.

47.3 Le imprese distributrici, sulla base delle aliquote pubblicate dall'Autorità, determinano e comunicano alla Cassa ovvero al Gestore dei servizi elettrici, la quota parte del gettito della componente tariffaria A_3 afferente la copertura degli oneri relativi alle partite economiche di cui al comma 56.8.

Articolo 48

Esazione degli importi destinati al conto qualità dei servizi elettrici

48.1 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo, il gettito delle componenti UC_6.

48.2 Le imprese esercenti il servizio di cui al comma 2.1 lettera b), versano inoltre alla Cassa, per i rispettivi anni di competenza e, tenuto conto delle disposizioni della deliberazione n. 333/07:

a) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 22.5 del TIQE;

b) le penalità in caso di mancato raggiungimento dei livelli tendenziali relativi al numero di interruzioni di cui al comma 22.6 del TIQE;

c) la differenza di cui al comma 34.8 del TIQE;

d) le eccedenze di cui al comma 37.3 del TIQE.

48.3 Terna versa alla Cassa le penalità in caso di mancato raggiungimento degli obiettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione di cui al comma 8.2 della deliberazione n. 341/07 per gli anni previsti al medesimo comma.

Articolo 49

Esazione degli importi destinati al Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

49.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, gli importi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi per i prelievi di energia reattiva di cui ai commi 8.1 e 15.2.

Articolo 50

Esazione delle componenti UC_1, UC_3, UC_4

50.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito delle componenti UC_3 e UC_4, in relazione al servizio di distribuzione di energia elettrica erogato nel bimestre medesimo.

50.2 Gli esercenti il servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV, versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente UC_1, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 51

Esazione della componente PPE di cui al comma 7.1 del TIV

51.1 Gli esercenti il servizio di maggior tutela di cui al Titolo 2 del TIV versano alla Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente PPE di cui al comma 7.1 del medesimo TIV, in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

Articolo 52

Esazione delle componenti MCT e dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03

52.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano a Cassa, entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente *MCT* in relazione al servizio erogato nel bimestre medesimo.

52.2 Entro il 31 marzo di ciascun anno, a partire dall'anno 2005, la Cassa riscuote gli ammontari derivanti dall'applicazione dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-*bis* della legge n. 368/03, come aggiornata dall'Autorità, all'energia elettrica autoprodotta e autoconsumata in sito dagli autoproduttori di cui all'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, nell'anno precedente.

52.3 La quantità di energia elettrica di cui al comma 52.2 viene determinata dalla Cassa, con apposita istruttoria, previa approvazione dell'Autorità, avvalendosi eventualmente delle società Terna e Gestore dei servizi elettrici e delle dichiarazioni fornite dagli autoproduttori agli Uffici tecnici di Finanza.

Articolo 53

Esazione degli importi destinati al Fondo per eventi eccezionali

53.1 Gli esercenti il servizio di cui al comma 2.1, lettera b), versano alla Cassa il gettito corrispondente alla aliquota di cui alla tabella 10 del TIQE entro il 31 marzo di ogni anno successivo all'anno di riferimento.

53.2 Entro il 31 marzo di ogni anno le imprese distributrici versano inoltre alla Cassa i contributi di cui al comma 50.1 del TIQE, con la decorrenza e le norme transitorie previste dal comma 53.5 del medesimo TIQE e al netto di eventuali acconti versati ai sensi del comma successivo.

53.3 Entro il 30 settembre di ogni anno le imprese distributrici versano in acconto alla Cassa l'ammontare previsto ai sensi del comma 50.2 del TIQE, con la decorrenza e le norme transitorie previste dal comma 53.5 del medesimo TIQE.

53.4 Terna versa alla Cassa il contributo di cui al comma 50.3 del TIQE, con decorrenza prevista dal medesimo comma.

SEZIONE 2

GESTIONE DEL GETTITO

Articolo 54
Istituzione dei conti di gestione

54.1 Sono istituiti presso la Cassa:

a) il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, alimentato dalla componente tariffaria A_2;
b) il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate, alimentato dalla componente tariffaria A_3;
c) il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali, alimentato dalla componente tariffaria A_4;
d) il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca, su cui affluiscono le disponibilità del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, alimentato dalla componente tariffaria A_5;
e) il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione, alimentato dalla componente tariffaria A_6;
f) il Conto qualità dei servizi elettrici, alimentato dagli importi di cui al comma 48.2 e 48.3 e dalla componente UC_6;
g) il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007, alimentato dalla componente UC_1;
h) il Conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e a copertura degli oneri relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, alimentato dalla componente UC_3;
i) il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74, e successivi aggiornamenti, alimentato dalla componente UC_4;
l) il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica, alimentato dagli importi di cui al comma 49.1;
m) il Conto oneri per certificati verdi, precedentemente alimentato dall'elemento *VE*;
n) il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica, precedentemente alimentato dalla componente UC_5;
o) il Conto oneri per il funzionamento della Cassa conguaglio per il settore elettrico, alimentato, in relazione al fabbisogno annuale della Cassa, in via proporzionale da tutti i Conti di gestione istituiti presso la medesima Cassa;
p) il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità;
q) il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4, comma 1, della legge n. 368/03, alimentato dalla componente MCT;
r) il Fondo per eventi eccezionali, alimentato dagli importi di cui all'Articolo 53;

s) il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela, alimentato dalla componente PPE di cui al comma 7.1 del Testo integrato vendita

t) il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, alimentato ai sensi del comma 9bis del TIV;

u) il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio.

54.2 Entro centoventi giorni dal termine di ciascun bimestre, la Cassa trasmette all'Autorità un rapporto dettagliato della gestione dei conti da essa gestiti, fornendo elementi utili per gli aggiornamenti delle corrispondenti componenti tariffarie.

54.3 La Cassa può utilizzare le giacenze esistenti presso i conti di cui al comma 54.1 per far fronte ad eventuali carenze temporanee di disponibilità di taluno di essi, a condizione che sia garantita la capienza dei conti dai quali il prelievo è stato effettuato a fronte dei previsti pagamenti e che, a tal fine, si provveda al loro progressivo reintegro.

54.4 Il gettito tariffario della componente A_3 versato alla Cassa dalle imprese distributrici diverse da quelle di cui al comma 47.2, è destinato prioritariamente alla reintegrazione delle anticipazioni effettuate dal Conto di cui al comma 54.1, lettera e), al Conto di cui al comma 54.1 lettera b), salvo quanto erogato direttamente dalla Cassa, senza il tramite del Gestore del sistema elettrico, a copertura di oneri gravanti sul medesimo Conto di cui al comma 54.1 lettera b).

54.5 In caso di mancato o parziale versamento da parte degli esercenti, la Cassa applica sulla somma dovuta un tasso di interesse di mora pari all'Euribor a un mese base 360 maggiorato di tre punti e mezzo percentuali.

54.6 Ai fini delle determinazioni di sua competenza, la Cassa può procedere ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti. In caso di rifiuto di collaborazione da parte degli esercenti, la Cassa procede a far menzione della circostanza nel verbale, onde trarne elementi di valutazione.

Articolo 55
Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue

55.1 Il Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue viene utilizzato, previa autorizzazione dell'Autorità, per il rimborso dei costi connessi ~~sia~~ alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e di chiusura del ciclo del combustibile nucleare e alle attività connesse e conseguenti, di cui al comma 1, lettera a) della legge n. 83/03. Il Conto viene utilizzato anche per la copertura degli oneri derivanti dalle disposizioni di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 di competenza dell'anno 2004, nonché degli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005 e dell'articolo 1, comma 493, della legge finanziaria 2006.

Articolo 56
Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate

56.1 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'acquisto di energia elettrica ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, e la somma dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica sul mercato e dalla vendita dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del medesimo decreto legislativo.

56.2 Il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate viene utilizzato per coprire, altresì:

a) le residue competenze, relative a periodi precedenti l'1 gennaio 2001, inerenti le quote del prezzo di cessione di cui al secondo e al terzo capoverso del punto A, Titolo IV del provvedimento CIP n. 6/92 nonché i contributi alle imprese produttrici-distributrici di cui alla lettera B, Titolo IV del medesimo provvedimento;
b) le spese per il funzionamento dell'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16 del decreto legislativo n. 387/03;
c) gli oneri sostenuti dalla Cassa per le verifiche e i sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, fonti assimilate a quelle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione previste dalla deliberazione n. 60/04;
d) gli oneri conseguenti al riconoscimento delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici previste dal decreto 28 luglio 2005 e dal decreto 6 febbraio 2006, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 188/05;
e) gli oneri per la copertura dei costi sostenuti dal gestore di rete interessato alla connessione, in applicazione delle disposizioni di cui ai commi 13.1, 13.2, 13.3, 13.4 e 13.5 o eventualmente delle disposizioni di cui al comma 13.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 281/05;
f) i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici in relazione ai rimborsi ai produttori degli oneri derivanti dall'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, limitatamente all'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla deliberazione n. 42/02 e ceduta al Gestore dei servizi elettrici in forza del titolo II, punto 3, del provvedimento Cip n. 6/92, nell'ambito di convenzioni di cessione destinata, in applicazione delle disposizioni della deliberazione n. 113/06;
g) gli oneri conseguenti alle agevolazioni accordate per le richieste di connessione alle reti di distribuzione a tensione inferiore a 1 kV riguardanti impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi del comma 7.6, lettera b) dell'Allegato A alla deliberazione n. 89/07;
h) l'incentivazione della produzione dell'energia elettrica mediante impianti fotovoltaici prevista dal decreto 19 febbraio 2007 e gli oneri ad essa connessi, come specificati ai commi 12.1, 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla deliberazione n. 90/07;
i) la differenza tra i costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per il ritiro dedicato dell'energia elettrica ai sensi della deliberazione n. 280/07 e i ricavi derivanti dalla vendita di tale energia elettrica sul mercato, oltre che gli oneri connessi come individuati dai commi 12.2 e 12.3 dell'Allegato A alla medesima deliberazione;

j) costi sostenuti dal Gestore dei servizi elettrici per l'implementazione di guide di carattere informativo finalizzate a pubblicizzare le disposizioni normative e regolatorie in materia di fonti rinnovabili e cogenerazione ad alto rendimento, oltre che per l'attivazione di un Servizio di informazione diretto, o *contact center*, sulle modalità di integrazione nel sistema elettrico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e da cogenerazione ad alto rendimento, ai sensi della deliberazione n. 312/07.

56.3 Possono essere posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate gli eventuali oneri finanziari netti dovuti a squilibri temporali nei flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 56.1 e 56.2.

56.4 Il Gestore dei servizi elettrici dichiara alla Cassa, entro il giorno 15 di ciascun mese, l'ammontare della differenza, su base mensile, tra i ricavi rinvenienti dalla vendita dell'energia elettrica secondo le modalità di cui alla deliberazione n. 223/00, nonché dei diritti di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 ed i costi per l'acquisto di detta energia elettrica. Tale differenza comprende, altresì, gli oneri di natura tributaria e fiscale nonché una quota pari a un dodicesimo dei costi riconosciuti per il funzionamento del medesimo Gestore dei servizi elettrici.

56.5 Ferme restando le disposizioni di cui al comma 54.4, la Cassa provvede a versare al Gestore dei servizi elettrici, con valuta terzultimo giorno lavorativo di ciascun mese, l'ammontare di cui al comma 56.4 per la quota parte non coperta dal gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 47.2. Qualora il gettito della componente A_3 fatturato dal Gestore dei servizi elettrici ai sensi del comma 47.2 sia superiore all'ammontare di cui al comma 56.4, il Gestore dei servizi elettrici versa l'eccedenza alla Cassa, che la registra sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate; la suddetta eccedenza non viene versata dal Gestore dei servizi elettrici nel caso in cui sussistano suoi crediti allo stesso titolo, asseverati dalla Cassa.

56.6 Il Gestore dei servizi elettrici trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse all'acquisto e alla cessione dell'energia di cui all'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, nonché delle partite tributarie e fiscali complessive.

56.7 Il Gestore dei servizi elettrici trasmette mensilmente alla Cassa e all'Autorità idonea documentazione, secondo modalità concordate con la Direzione Tariffe dell'Autorità, sui flussi finanziari connessi alla gestione delle partite di cui ai precedenti commi 56.1 e 56.2, nonché sugli eventuali oneri finanziari netti ad essi relativi, con evidenza dei tassi attivi e passivi applicati.

56.8 Il Gestore dei servizi elettrici e la Cassa, per quanto di competenza, danno separata evidenza contabile delle partite economiche complessivamente connesse agli oneri di cui al precedente comma 56.2, lettere d), e), g), h), i) e j).

Articolo 57

Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali

57.1 Il Conto per la perequazione dei contributi sostitutivi dei regimi tariffari speciali viene utilizzato per la copertura dell'onere connesso al riconoscimento delle componenti tariffarie compensative di cui al comma 74.4.

Articolo 58

Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca

58.1 Il Conto per il finanziamento dell'attività di ricerca viene utilizzato per la gestione delle disponibilità di pertinenza del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca.

58.2 La Cassa definisce con regolamento approvato dall'Autorità le modalità operative per la gestione, con separata evidenza contabile, del Fondo per il finanziamento dell'attività di ricerca, nel rispetto delle determinazioni di cui all'articolo 11 del decreto 26 gennaio 2000.

Articolo 59

Conto qualità dei servizi elettrici

59.1 Il Conto qualità dei servizi elettrici è utilizzato per il finanziamento, per i rispettivi anni di competenza, dei seguenti incentivi:

a) incentivi alle imprese distributrici in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi alla durata delle interruzioni di cui al comma 22.5 del TIQE;
b) incentivi alle imprese distributrici in caso in caso di recuperi aggiuntivi di continuità del servizio relativi al numero di interruzioni di cui al comma 22.6 del TIQE;
c) contributi alle imprese distributrici nei casi previsti al comma 34.7 del TIQE;
d) incentivi a Terna nel caso di livelli effettivi degli indicatori di qualità del servizio di trasmissione migliori del livello obiettivo, di cui ai commi 8.2 e 8.3 della deliberazione n. 341/07, per gli anni previsti dal medesimo comma;
e) incentivi per le imprese distributrici che utilizzano i misuratori elettronici per la rilevazione dei clienti di bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, ai sensi dell'articolo 12 dell'Allegato A alla deliberazione n. 292/06.

Articolo 60

Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica

60.1 Il Conto oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali di energia elettrica è utilizzato per il finanziamento di interventi di gestione e controllo della domanda di energia realizzati conformemente alle deliberazioni dell'Autorità nonché:

a) gli oneri sostenuti dall'Enea per l'attività di cui all'articolo 4 della deliberazione n. 4/06, ai sensi del comma 5.1 della medesima deliberazione;
b) gli oneri sostenuti dalle imprese distributrici per l'attuazione del programma di campagne informative e di sensibilizzazione a supporto dell'efficienza energetica negli usi finali eseguite dai distributori ai sensi dell'articolo 13, comma 6, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.6 della deliberazione n. 235/05;
c) gli oneri relativi all'articolo 13, comma 5, del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 2.4 della deliberazione n. 36/07;
d) gli oneri sostenuti dalla Cassa per l'esecuzione delle attività ad essa assegnate ai sensi dell'art. 13 del decreto 20 luglio 2004, ai sensi del comma 3.1 della deliberazione n. 235/05 e del comma 3.1 della deliberazione n. 36/07.

Articolo 61

Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007

61.1 Il Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato e ai clienti del servizio di maggior tutela nel periodo 1 luglio 2007 – 31 dicembre 2007.

Articolo 62

Conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi e a copertura degli oneri relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi

62.1 Il Conto per la perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica e per i meccanismi di integrazione viene utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di distribuzione dell'energia elettrica e per la copertura degli oneri derivanti dai meccanismi di promozione delle aggregazioni di cui all'Articolo 43 e dei meccanismi di integrazione dei ricavi di cui all'Articolo 44.

Articolo 63
Conto per le integrazioni tariffarie

63.1 Il Conto per le integrazioni tariffarie di cui al Capitolo VII, comma 3, lettera a), del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti viene utilizzato per la copertura degli oneri relativi alle integrazioni tariffarie di cui all'articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10.

Articolo 64
Conto oneri per certificati verdi

64.1 Il Conto oneri per certificati verdi viene utilizzato per la copertura degli oneri conseguenti all'applicazione delle disposizioni di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99.

64.2 Con separato provvedimento l'Autorità definisce le modalità per il riconoscimento degli oneri sostenuti dai produttori di energia elettrica che hanno adempiuto agli obblighi di cui all'articolo 11 del decreto legislativo n. 79/99, relativamente alla quantità di energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato prodotta da fonti non rinnovabili negli anni 2001 e 2002, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, eccedenti i 100 GWh.

Articolo 65
Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica

65.1 Il Conto oneri per la compensazione delle perdite di energia elettrica viene utilizzato per la copertura dei costi a carico del gestore della rete connessi all'approvvigionamento dell'energia elettrica necessaria a compensare la differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti.

Articolo 66
Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici - distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione

66.1 Il Conto per la reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici dei costi sostenuti per l'attività di produzione di energia elettrica nella transizione viene utilizzato per il finanziamento, ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto 26 gennaio 2000 e degli articoli 1, comma 1, lettera d) e 2, comma 2, della legge n. 83/03 dell'onere relativo alla reintegrazione alle imprese produttrici-distributrici della quota non recuperabile, a seguito dell'attuazione della direttiva europea 96/92/CE, dei costi sostenuti per l'attività di generazione dell'energia elettrica come determinati dall'Autorità.

Articolo 67

Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità

67.1 Il Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità viene utilizzato per l'anticipo a Terna di una quota parte degli oneri conseguenti alla remunerazione del servizio di interrompibilità sostenuti dalla medesima Terna per gli anni dal 2004 a 2006, ai sensi della deliberazione n. 151/03 e dal 2007 al 2010 ai sensi delle deliberazioni n. 289/06 e 122/07.

67.2 La Cassa riconosce a Terna un importo corrispondente alla differenza, se positiva, tra i costi sostenuti per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi delle deliberazioni n. 151/03, n. 289/06 e 122/07, e il gettito nella disponibilità di Terna conseguente alla applicazione delle disposizioni di cui articolo 73, della deliberazione n. 111/06.

67.3 Terna trasmette alla Cassa, nei termini e secondo le modalità da questa determinate, idonea documentazione e un rendiconto delle partite economiche connesse ai pagamenti relativi alla applicazione delle deliberazioni n. 151/03, 289/06 e 122/07.

67.4 Con decorrenza dal mese di giugno 2004, al termine di ciascun mese fino al 31 marzo 2010, qualora la differenza tra i ricavi conseguenti dall'applicazione dell'elemento INT relativi al terzo mese precedente ed i costi sostenuti da Terna nello stesso mese per la remunerazione del servizio di interrompibilità ai sensi della deliberazioni n. 151/03, 289/06 e 122/07 sia positiva, Terna versa alla Cassa l'importo corrispondente; qualora detta differenza sia negativa, la Cassa versa a Terna l'importo corrispondente.

67.5 La Cassa registra gli importi di cui al precedente comma sul Conto per la gestione dei contributi a copertura degli oneri connessi al servizio di interrompibilità.

Articolo 68

Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale

68.1 Il Conto oneri per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale viene utilizzato per la copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale stabilite dall'articolo 4 della legge n. 368/03, nonché degli adempimenti di cui all'articolo 1, comma 298, della legge finanziaria 2005.

Articolo 69

Fondo per eventi eccezionali

69.1 Il Fondo per eventi eccezionali è utilizzato per il finanziamento alle imprese distributrici e a Terna degli oneri relativi ai rimborsi (o alle quote di rimborsi) erogati ai clienti finali per i casi previsti al comma 49.3 del Testo integrato della qualità dei servizi 2008 – 2011.

Articolo 70

Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela

70.1 Il Conto per la perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela è utilizzato per la copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela di cui al TIV.

Articolo 71

Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione

71.1 Il Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione è utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna, derivanti dall'applicazione della componente di dispacciamento relativa ai punti di prelievo di clienti finali connessi in bassa tensione diversi da quelli serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia.

Articolo 72

Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio

72.1 Il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio è destinato alla gestione dei meccanismi di tutela dei clienti del settore elettrico in stato di disagio.

PARTE V

REGIMI TARIFFARI SPECIALI AL CONSUMO

Articolo 73

Deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A e UC

73.1 Le aliquote delle componenti tariffarie *A* dovute da soggetti parti di contratti di cui al comma 2.2, lettere da d) a g), per i consumi mensili eccedenti i 12 GWh sono pari a 0.

73.2 Le componenti tariffarie *A* e *UC* si applicano nella misura ridotta fissata dall'Autorità all'energia elettrica:

a) ceduta alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;
b) ceduta dall'Enel Spa alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;
c) fornita ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;
d) fornita alle produzioni e lavorazioni di cui al decreto 19 dicembre 1995.

73.3 Per i soggetti per i quali il comma 73.2, lettere da a) a c), prevede l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta, le disposizioni di cui al comma 73.1 si applicano solo ai consumi eccedenti i quantitativi per i quali è prevista l'applicazione delle componenti tariffarie *A* e *UC* in misura ridotta.

73.4 Le componenti tariffarie *A* e *UC* non si applicano all'energia elettrica fornita dall'Enel Spa, ai sensi e per la durata prevista dall'articolo 4 della legge 7 agosto 1982, n. 529, ai titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel Spa e sue aventi causa.

73.5 Ai clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera c), con potenza impegnata inferiore o uguale a 1,5 kW, le componenti tariffarie A_2, A_3 e A_5 sono applicate unicamente con aliquote espresse in centesimi di euro/kWh pari a quelle previste per i clienti finali parti di contratti di cui al comma 2.2, lettera a).

73.6 Le componenti tariffarie *A* ed *UC* non si applicano all'energia elettrica consumata dagli esercenti per gli usi direttamente connessi allo svolgimento dei seguenti servizi, ivi inclusi gli usi di illuminazione:

a) trasmissione
b) dispacciamento;
c) distribuzione;

73.7 La deroga di cui al comma 73.6 si applica anche ai punti di prelievo relativi a clienti finali nella cui disponibilità si trova una porzione della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99.

Articolo 74
Regimi tariffari speciali

74.1 Le norme previste dal presente articolo si applicano:

a) alle utenze sottese di cui all'articolo 45 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 nei limiti della loro spettanza a titolo di sottensione;

a) alla società Ferrovie dello Stato Spa ai sensi dell'articolo 4 del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n. 730;

b) ai comuni rivieraschi e non destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi, a norma dell'articolo 52 del Regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775 e degli articoli 1 e 3 della legge 27 dicembre 1953, n. 959;

c) ai clienti finali beneficiari del regime tariffario agevolato di cui al decreto 19 dicembre 1995.

74.2 Le norme si cui al presente articolo si applicano ai soggetti di cui al comma 74.1 a condizione che detti soggetti corrispondano a clienti finali a cui, alla data del 31 dicembre 1999, si applicavano aliquote della parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate, ovvero, anche disgiuntamente, aliquote della parte B della tariffa ridotte rispetto a quelle previste per la generalità della clientela ad eccezione delle forniture effettuate dalle imprese elettriche degli enti locali ai comuni per uso esclusivo dei servizi comunali.

74.3 La Cassa verifica la sussistenza dei requisiti per l'ammissione dei clienti finali ai regimi tariffari speciali. I clienti finali di cui al comma 74.1 e le imprese distributrici alle cui reti i medesimi sono connessi comunicano alla Cassa, con i tempi e le modalità da questa definiti, le informazioni necessarie per il calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 74.4.

74.4 A ciascun cliente finale di cui al comma 74.1, la Cassa versa mensilmente, con le modalità dalla stessa definite, tenuto conto di quanto previsto dai commi 74.2 e 74.3, una componente tariffaria compensativa, espressa in centesimi di euro/kWh, pari alla differenza tra:

a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per tali clienti dalla normativa vigente, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;

b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie *A* e *UC*.

74.5 Il corrispettivo relativo al servizio di vendita di cui al precedente comma 74.4, lettera b) è fissato in via amministrativa dall'Autorità ed aggiornato trimestralmente.

74.6 Ai fini del calcolo della componente tariffaria compensativa di cui al comma 74.4, gli addebiti di cui alla lettera a) del medesimo comma vengono determinati, nel caso in cui l'opzione tariffaria più conveniente non preveda una componente espressa in centesimi di euro/kW impegnato, utilizzando, per la definizione della potenza impegnata, il rapporto tra l'energia elettrica consumata e la potenza impegnata relativo all'ultimo anno di disponibilità di tale informazione.

74.7 Salvo quanto disposto dal successivo comma 74.9, ai fini dell'applicazione di quanto previsto al comma 74.4, il valore di riferimento della parte B della tariffa da utilizzare per determinare le condizioni tariffarie previste per un cliente finale dalla normativa in vigore al 31 dicembre 1999 è pari, per ciascun bimestre, a partire dal primo bimestre dell'anno 2000, e per ciascun trimestre, a partire dall'1 gennaio 2003, all'aliquota della parte B della tariffa applicabile a tale cliente nel bimestre precedente, indicizzata applicando una variazione percentuale uguale a quella registrata dal parametro *Ct* nello stesso bimestre o trimestre fino al 31 dicembre 2005 e del parametro RS di cui al comma 74.8 dall'1 gennaio 2006.

74.8 Il parametro RS, aggiornato trimestralmente, è pari alla media aritmetica dei valori orari del PUN, nelle ore denominate off-peak come definite dagli articoli 1 e 2 della deliberazione n. 300/05, registrati nel semestre antecedente il mese che precede l'aggiornamento.

74.9 Ai sensi della legge n. 80/05, ai soggetti di cui al comma 74.1, lettera c), entro il 31 dicembre di ogni anno, fino al 2009, l'Autorità aggiorna le condizioni tariffarie agevolate di cui al comma 74.4 destinate ad essere applicate nell'anno successivo, applicando una variazione percentuale pari alla media ponderata della variazione registrata dagli indici delle borse dell'energia elettrica di Amsterdam e di Francoforte nei dodici mesi precedenti.

74.10 Ai fini della ponderazione di cui al comma 74.9, si applicano i pesi indicati nella tabella 14 dell'allegato n. 1.

74.11 La variazione percentuale di cui al comma 74.9 si applica solo quando positiva e fino al limite massimo del 4% (quattro per cento) annuo.

Articolo 75

Energia elettrica ceduta alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670

75.1 Sono a carico dei concessionari di grandi derivazioni a scopo idroelettrico i corrispettivi del servizio di trasporto ed ogni altro onere connesso all'energia elettrica ceduta gratuitamente alle province di Trento e Bolzano ai sensi dell'articolo 13, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 31 agosto 1972, n. 670.

Allegato n.1

Tabella 1 : Componente TRAS

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*TRAS* centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,356
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,356
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,338
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,338
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,331
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,326

Tabella 2: Componenti ρ1 e ρ3 della tariffa di riferimento per il servizio di distribuzione TV1, e suoi elementi, di cui all'articolo

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Componenti delle tariffe di riferimento TV1	
		ρ1	ρ3
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	1,210
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	11.355,24	0,991
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,654
lettera e)	Altre utenze in media tensione	668.637,00	0,086
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	0,059
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	1.946.442,60	0,058

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		Elementi della componente ρ1		
		ρ1 (disMT)	ρ1 (disBT)	ρ1(cot)
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	-	10.905,00	450,24
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	-
lettera e)	Altre utenze in media tensione	630.151,80	-	38.485,20
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	-	1.946.442,60
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	-	1.946.442,60

Tipologie di contratto di cui al comma 2.2		Elementi della componente ρ3			
		ρ3 (disAT)	ρ3 (disMT)	ρ3 (disBT)	ρ3(cot)
		centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,069	0,641	0,481	0,019
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,095	0,896	-	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,071	0,547	-	0,036
lettera e)	Altre utenze in media tensione	0,086	-	-	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,059	-	-	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,058	-	-	

Tabella 3: Componenti delle tariffe obbligatorie per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 7

	Tipologie di contratto di cui al comma 2.2	Quota fissa	Quota potenza	Quota energia	NOTE
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	1,210	
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	450,24	2.745,71	0,105	per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW
		450,24	2.608,42	0,105	per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW
		450,24	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW
		495,26	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW
		495,26	2.890,22	0,105	per potenze impegnate superiori a 10 kW
	Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW	450,24	2.745,71	0,100	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,654	
lettera e)	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	44.257,98	3.150,76	0,103	
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore a 500 kW	39.832,18	2.835,68	0,093	
	Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	38.485,20	2.489,10	0,081	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	1.946.442,60	-	0,059	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.946.442,60	-	0,058	

Tabella 4: Corrispettivi per prelievi di energia reattiva

Tipologia di contratto di cui al comma 2.2		Energia reattiva compresa tra il 50 e il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)	Energia reattiva eccedente il 75% dell'energia attiva (centesimi di euro/kvarh)
lettera a)	Utenze domestiche in bassa tensione	3,23	4,21
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	3,23	4,21
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	3,23	4,21
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	1,51	1,89
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1,51	1,89
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	0,86	1,10
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,86	1,10

Tabella 5: Durate convenzionali dei cespiti

Categoria di cespite	Anni
Fabbricati	40
Linee di trasmissione	40
Stazioni elettriche	33
Linee di alta tensione	40
Cabine primarie	30
Sezioni MT e centri satellite	30
Cabine secondarie	30
Trasformatori cabine secondarie	30
Linee di media tensione	30
Linee di bassa tensione	30
Prese utenti	30
Limitatori e misuratori	20
Misuratori elettronici relativi a punti di prelievo in bassa tensione	15

Tabella 6: Componente CTR per il servizio di trasmissione per le imprese distributrici

centesimi di euro/kWh
0,326

Tabella 7: Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti di distribuzione per la determinazione dei corrispettivi del servizio di trasporto per clienti finali e per le imprese distributrici

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
AAT		
- tensione superiore a 220 kV	-	-
- altro	2,0	-
AT	2,0	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AAT/AT		0,4
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		2,0
- altro		1,2
MT	4,2	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore AT/MT		2,7
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		4,2
- altro		3,5
BT	9,9	
- punto di misura in corrispondenza di un traformatore MT/BT		6,1
- altro		8,0

Tabella 8.1: Componenti MIS, di cui all'articolo 25

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1*	*MIS3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,065
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	2.682,00	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,061
lettera e)	Altre utenze in media tensione	29.878,32	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	253.954,32	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	253.954,32	-

Tabella 8.2: Elementi MIS (INS) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(INS)*	*MIS3(INS)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,036
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1.164,00	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,051
lettera e)	Altre utenze in media tensione	19.866,84	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	243.511,44	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	243.511,44	-

Tabella 8.3: Elementi MIS (RAC) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(RAC)*	*MIS3(RAC)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,021
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	1.035,72	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,009
lettera e)	Altre utenze in media tensione	7.456,92	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	7.489,32	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	7.489,32	-

Tabella 8.4: Elementi MIS (VER) delle componenti MIS, di cui all'articolo 26

Tipologie di contratto di cui comma 2.2		*MIS1(VER)*	*MIS3(VER)*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,008
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	482,28	-
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,001
lettera e)	Altre utenze in media tensione	2.554,56	-
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	2.953,56	-
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	2.953,56	-

Tabella 9: Componenti della tariffa di riferimento D1, di cui all'articolo 31

componente σ1			componente σ2	componente σ3			
mis	cot	totale		trasm	dis AT	dis MT	totale
centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kW per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/kWh
2.044,20	282,80	2.327,00	1.307,40	0,356	0,084	0,811	1,251

Tabella 10 - Componente τ3 della tariffa D2

Scaglioni di consumo (kWh/anno)		Componente τ3
da	fino a	(centesimi di euro/kWh)
0	900	-
901	1800	1,116
1801	2640	3,838
2641	3540	10,924
3541	4440	11,602
oltre 4440		4,462

Tabella 11 - Componenti τ1 e τ2 della tariffa D2

Componente τ1	Componente τ2
(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	(centesimi di euro/kW per anno)
23,03	449,81

Tabella 12 - Componenti τ1, τ2 e τ3 della tariffa D3

Componente τ1	Componente τ2	Componente τ3
(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)	(centesimi di euro/kW per anno)	(centesimi di euro/kWh)
2.475,57	1.381,56	4,462

Tabella 13: Valori del coefficiente K_j

Grado di concentrazione	Valore di K_J
Bassa concentrazione	1,24
Media concentrazione	0,99
Alta concentrazione	0,78

Tabella 14: Pesi attribuiti alle Borse europee ai fini della ponderazione di cui al comma 74.10

Produzioni a cui si riferiscono le forniture agevolate	Francoforte	Amsterdam
Alluminio primario	75%	25%

Allegato B

CONDIZIONI ECONOMICHE PER L'EROGAZIONE DEL SERVIZIO DI CONNESSIONE

PARTE I

DEFINIZIONE E AMBITO DI APPLICAZIONE

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 29 dicembre 2007, n. 348/07, di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007, n. 333/07 e di cui all'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2005, n. 281/05, come successivamente modificato e integrato, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

- **apparecchiatura di misura** è l'insieme di apparecchiature necessarie per garantire l'acquisizione dei dati di misura. Comprende, tra le altre, l'insieme delle apparecchiature poste presso il punto di consegna dell'energia elettrica al cliente finale, atto a misurare l'energia elettrica prelevata ed eventualmente dedicato ad altre funzioni caratteristiche del punto di consegna e gli eventuali trasformatori di misura;
- **apparecchiature di consegna dell'energia elettrica** è l'insieme delle apparecchiature localizzate presso il punto di prelievo, funzionali a garantire la fornitura di energia elettrica;
- **cabina di riferimento** è la cabina di trasformazione dell'impresa distributrice più vicina al punto di prelievo oggetto della connessione in servizio da almeno cinque anni. Per le connessioni in media tensione è la cabina di trasformazione AT/MT; per le connessioni in bassa tensione è la cabina MT/BT;
- **unità di consumo** è un insieme di impianti elettrici per il consumo di energia elettrica connessi alle reti con obbligo di connessione di terzi, anche per il tramite di linee dirette o di reti interne d'utenza, tali che i prelievi di energia elettrica relativi a tale insieme siano misurabili autonomamente;
- **richiedente** è il cliente finale ovvero il venditore, per conto di un cliente finale, che richiede l'esecuzione di una prestazione relativa al servizio di connessione alle reti elettriche o l'erogazione delle altre prestazioni specifiche disciplinate nel presente provvedimento;

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento stabilisce:

a) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione ai clienti finali del servizio di connessione di unità di consumo alle reti elettriche in bassa tensione con obbligo di connessione di terzi;
b) condizioni economiche integrative alle disposizioni di cui alla deliberazione n. 281/05;
c) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione alle imprese distributrici del servizio di connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi;
d) condizioni procedurali ed economiche per l'erogazione di prestazioni specifiche quali spostamenti di impianti di rete richiesti da clienti finali o altri soggetti, anche non utenti della rete, verifiche di tensione, verifiche sul corretto funzionamento dei gruppi di misura, richieste di attivazione e disattivazione, subentri, volture e cambi di fornitore.

2.2 I soggetti tenuti ad applicare le disposizioni del presente provvedimento sono:

a) Terna e i soggetti gestori di porzioni limitate della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3, comma 7, del decreto legislativo n. 79/99;
b) le imprese distributrici;
c) i richiedenti.

2.3 I soggetti gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui alla parte II del presente provvedimento sotto il coordinamento dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale. A tal fine, i predetti gestori concludono una convenzione con l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

2.4 Sono fatte salve le disposizioni in materia di qualità commerciale del servizio di cui alla Parte II del TIQE.

PARTE II
DISPOSIZIONI PER IL SERVIZIO DI CONNESSIONE ALLE RETI ELETTRICHE

TITOLO I
Disposizioni generali

Articolo 3
Presentazione di richieste di erogazione del servizio di connessione

3.1 Le richieste di connessione o modifica di connessione esistente riguardanti utenze corrispondenti a clienti finali che prelevano energia elettrica dalle reti in bassa tensione sono presentate all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale.

3.2 Oltre a quanto già previsto dall'articolo 5, comma 5.2 della deliberazione n. 281/05, le richieste riguardanti la realizzazione o la modifica di punti di interconnessione tra gestori di rete sono presentate:

a) all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in caso di potenza di interconnessione inferiore a 10 MVA;

b) a Terna in caso di potenza di interconnessione uguale o superiore a 10 MVA.

Articolo 4
Contenuto della richiesta

4.1 Nella richiesta di cui all'articolo 3 sono precisati:

a) il fabbisogno di potenza;
b) la tensione di alimentazione;
c) l'ubicazione del punto di prelievo o di interconnessione.

4.2 Nel caso di richieste riguardanti una pluralità di punti di prelievo, il richiedente è tenuto a fornire:

a) documentazione progettuale dell'insediamento;
b) numero dei punti di prelievo da connettere;
c) la tensione di alimentazione;
d) il fabbisogno complessivo di potenza.

Articolo 5
Unicità del punto di prelievo e tensione di alimentazione

5.1 Gli impianti elettrici dei clienti finali sono connessi alle reti con obbligo di connessioni di terzi in un unico punto per ciascuna unità immobiliare e sue pertinenze, fatto salvo quanto disposto al comma 5.2 e nel caso di punti di emergenza.

5.2 In deroga a quanto previsto dal comma 5.1, per le utenze domestiche in bassa tensione, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, può essere richiesta l'installazione, di un secondo punto di prelievo destinato esclusivamente all'alimentazione di pompe di calore per il riscaldamento degli ambienti, anche di tipo reversibile.

5.3 Le connessioni permanenti per potenze disponibili sino a 100 kW si effettuano con consegna in bassa tensione, salvo esplicita e motivata diversa richiesta del cliente finale.

Articolo 6

Contenuto dell'offerta per l'erogazione del servizio di connessione

6.1 Il gestore di rete rende disponibile al richiedente un'offerta (preventivo) per l'erogazione del servizio di connessione contenente le informazioni di cui al comma 62.3 del TIQE.

6.2 L'ammontare del corrispettivo richiesto è calcolato ai sensi di quanto disposto nel presente provvedimento. Il termine di validità dell'offerta (preventivo), non è inferiore a tre mesi per le alimentazioni in bassa tensione e sei mesi negli altri casi.

6.3 Per le richieste di esecuzione di lavori semplici sulla rete in bassa tensione per i quali il venditore sia in grado di predeterminare l'importo a carico del cliente finale (lavori di importo predeterminabile, di cui alla Parte II del TIQE) non si applica il precedente comma 6.1; in tali casi si applica la procedura prevista dall'articolo 64, comma 64.2 del TIQE.

Articolo 7

Tipologia di connessione

7.1 Il servizio di connessione è riferibile alle seguenti tipologie:

a) connessioni permanenti ordinarie;
b) connessioni permanenti particolari;
c) connessioni temporanee.

7.2 Sono considerate tipologie permanenti particolari le connessioni relative a:

a) installazioni non presidiate in permanenza, situate fuori dagli abitati;
b) insegne luminose e pubblicitarie;
c) impianti di illuminazione di monumenti e simili;
d) impianti di risalita e simili;
e) installazioni mobili e precarie (roulottes e simili);
f) singole costruzioni non abitate in permanenza o comunque non di residenza anagrafica del proprietario (ville, case di caccia, rifugi di montagna e simili) situati oltre 2.000 metri dalla cabina media/bassa tensione di riferimento;
g) costruzioni che non siano raggiungibili con strada percorribile da automezzi o che siano separate dagli impianti di distribuzione esistenti da tratti di mare, di lago o laguna.

7.3 Sono considerate temporanee le connessioni la cui durata prevista è inferiore a tre anni. In caso di motivata richiesta la durata può essere prorogata fino a un massimo di sei anni.

7.4 Sono considerate tipologie permanenti ordinarie le connessioni diverse da quelle elencate ai punti 7.2 e 7.3.

Articolo 8

Diritti e obblighi delle parti

8.1 Con il pagamento del contributo il richiedente acquisisce il diritto all'accesso alla rete nei limiti della potenza disponibile. Non è consentito alcun prelievo di potenza oltre il limite della potenza disponibile. Qualora il cliente finale abbia bisogno di effettuare in maniera sistematica prelievi di potenza in eccedenza al valore della potenza disponibile deve presentare una richiesta al gestore di rete per l'adeguamento della potenza disponibile.

8.2 Il gestore di rete, in caso di sistematici prelievi di potenza eccedenti il livello della potenza disponibile, può procedere d'ufficio all'addebito dei contributi per l'adeguamento della medesima potenza disponibile. Di norma si considera come sistematico il superamento del livello della potenza disponibile effettuato in almeno due distinti mesi nell'anno solare.

8.3 Il gestore di rete è tenuto ad eseguire gli impianti di rete per la connessione, inclusa la posa delle apparecchiature di misura e di eventuali limitatori.

8.4 Gli oneri relativi alla realizzazione di opere murarie o manufatti comunque necessari per l'alloggiamento delle apparecchiature di consegna dell'energia e di misura sono a carico del richiedente.

8.5 Il richiedente, fatti salvi i casi di edifici con non più di quattro unità immobiliari, deve altresì impegnarsi a rendere disponibili, su specifica richiesta scritta motivata del gestore di rete, locali e/o porzioni di terreno adeguati alla realizzazione delle eventuali cabine di trasformazione. In tal caso il gestore della rete è tenuto a corrispondere al proprietario un compenso commisurato al valore di mercato dei locali o dei terreni. Il gestore di rete riporta nell'offerta l'ammontare del compenso.

8.6 Il gestore di rete ha facoltà di installare limitatori della potenza prelevata per qualsiasi livello della potenza disponibile tenendo in considerazione le esigenze di sicurezza.

8.7 Per potenze richieste, anche con successive domande, fino a 30 kW, il distributore può installare un limitatore della potenza prelevata, fatte salve le esigenze di sicurezza degli impianti utilizzatori. La potenza disponibile è pari alla potenza richiesta complessiva, aumentata del 10%.

8.8 Per potenze richieste superiori a 30 kW il gestore di rete rende disponibile una potenza pari a quella richiesta.

Articolo 9

Localizzazione del punto di misura

9.1 Le apparecchiature di misura devono essere installate nelle immediate vicinanze del punto di prelievo, in posizione accessibile per il gestore della rete anche in assenza del cliente finale.

9.2 Nel caso di edifici con più unità immobiliari le apparecchiature di misura sono centralizzate in apposito vano.

9.3 Nel caso di proprietà recintate le apparecchiature di misura vengono localizzate al limite della proprietà in idoneo manufatto, con diretto accesso da strada aperta al pubblico.

9.4 Nel caso l'installazione delle apparecchiature di misura richieda opere che ricadono nell'ambito delle proprietà condominiali, i permessi e le autorizzazioni devono essere messi a disposizione da parte del richiedente.

Articolo 10

Determinazione della distanza convenzionale

10.1 La distanza convenzionale rilevante ai fini del calcolo del contributo di connessione è rilevata su planimetrie contenenti l'ubicazione delle cabine di riferimento. La distanza è misurata in linea retta isometrica dal baricentro della cabina di riferimento fino al punto di prelievo dell'energia elettrica.

10.2 Le planimetrie utilizzate per la determinazione delle distanze sono predisposte dal gestore di rete. Nelle planimetrie devono essere riportate le cabine di riferimento, identificate mediante la denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio.

10.3 La denominazione o il numero che le contraddistingue, il mese e l'anno di entrata in servizio sono riportati su apposita targa posta in posizione visibile all'esterno di ogni cabina.

10.4 Nei casi in cui la posizione del punto di prelievo risulti di incerta determinazione, il richiedente è tenuto a fornire una planimetria sulla quale sia riportata l'esatta localizzazione del punto di prelievo.

TITOLO II

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN BASSA TENSIONE

Articolo 11

Corrispettivi per connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

11.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina MT/BT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella 1.

11.2 Qualora il cliente finale richieda all'impresa di distribuzione la realizzazione di una soluzione per la connessione diversa dalla soluzione di cui comma 6.1, il maggior costo è a carico del richiedente.

11.3 Qualora l'impresa di distribuzione non possa realizzare la soluzione di minimo tecnico, di cui al comma 6.1, per imposizione di vincoli da parte delle Autorità competenti, la quota distanza è raddoppiata. Nell'offerta (preventivo) l'impresa di distribuzione rende conto al richiedente di tali vincoli.

11.4 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella 1.

11.5 In relazione a ciascuna nuova connessione o richiesta di aumento di potenza, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

11.6 Al richiedente non possono essere imposti oneri ulteriori a quelli previsti dal presente articolo.

Articolo 12
Disposizioni per le connessioni plurime

12.1 Nel caso di richieste di connessione relative a edifici con più di due unità immobiliari nuovi o ristrutturati, qualora sia stata richiesta la rimozione degli impianti preesistenti destinati alla consegna e alla misura, i contributi sono calcolati considerando, oltre ad una potenza disponibile di 3,3 kW per punto di prelievo, un ulteriore punto di prelievo con potenza disponibile secondo richiesta per i servizi generali di ciascun edificio. I valori indicati costituiscono potenza disponibile per ciascuna unità immobiliare e per i servizi generali.

12.2 Nel caso in cui l'elettrificazione di centri residenziali, di aree lottizzate, di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente alla connessione dei singoli clienti finali, anche se sia necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al distributore, per ciascun punto di prelievo previsto, gli importi relativi alla quota distanza. All'atto della connessione i singoli clienti finali sono tenuti a corrispondere l'importo relativo alla quota potenza di cui alla Tabella 1 oltre ad un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, di cui alla Tabella 2. Ciascuna unità immobiliare aggiuntiva è equiparata ad un nuova connessione.

12.3 Nei casi di elettrificazione di insediamenti dei piani di zona dell'edilizia popolare sovvenzionata, di cui alla legge 18 aprile 1962, n. 167, il versamento del contributo può essere effettuato alla realizzazione dei singoli insediamenti anche in riferimento agli importi relativi alla quota distanza.

12.4 Sono considerate nuove connessioni le unità immobiliari aggiuntive rispetto a quelle inizialmente previste per i nuovi edifici e quelle che derivano da ampliamenti o frazionamenti di edifici già connessi.

Articolo 13

Disposizioni particolari per le connessioni di clienti finali domestici in bassa tensione

13.1 Per la connessione di clienti domestici nelle abitazioni di residenza anagrafica, con potenza disponibile fino a 3,3 kW, oltre alla quota potenza, è applicata la quota fissa di cui alla Tabella 1, lettera a). In caso di distanza superiore ai 200 metri, a fronte di una successiva richiesta per una potenza disponibile superiore 3,3 kW, il gestore della rete può chiedere il pagamento della differenza tra la quota distanza già versata e l'importo corrispondente alla distanza effettiva.

TITOLO III

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI PERMANENTI ORDINARIE IN MEDIA TENSIONE

Articolo 14

Obblighi specifici del richiedente una connessione in media tensione

14.1 Il richiedente una connessione in media tensione è tenuto a realizzare la propria cabina di trasformazione media/bassa tensione sulla base delle prescrizioni del distributore.

14.2 Il richiedente è tenuto a rendere disponibile al gestore di rete un locale, con agevole accesso da strada aperta al pubblico, per l'installazione delle apparecchiature di consegna dell'energia e di misura.

Articolo 15

Contributi per connessioni permanenti ordinarie in media tensione

15.1 A copertura dei costi sostenuti per la realizzazione delle connessioni permanenti ordinarie, comprensivi degli oneri relativi alle opere elettriche di urbanizzazione primaria previste dalla disciplina urbanistica vigente, si applicano contributi a forfait commisurati alla potenza disponibile (quota potenza) e alla distanza convenzionale del punto di prelievo dalla cabina AT/MT di riferimento (quota distanza), riportati nella Tabella 3.

15.2 Nel caso di richieste di aumento della potenza disponibile è addebitata la sola quota potenza per la potenza disponibile aggiuntiva rispetto a quella precedentemente sottoscritta, applicando i contributi riportati nella Tabella 3.

15.3 In relazione a ciascuna nuova connessione o richiesta di aumento di potenza, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

Articolo 16

Disposizioni per le connessioni plurime

16.1 Nel caso in cui l'elettrificazione di aree destinate a pluralità di insediamenti industriali, artigianali e commerciali avvenga anteriormente alla connessione dei singoli clienti finali, anche se è necessario realizzare opere di urbanizzazione primaria, il richiedente è tenuto a corrispondere al gestore della rete, per ciascun punto di fornitura previsto, gli importi relativi alla quota distanza. All'atto della connessione i singoli clienti finali corrisponderanno l'importo relativo alla quota potenza di cui alla Tabella 3, oltre ad un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, di cui alla Tabella 2. L'allacciamento di punti di prelievo aggiuntivi è considerata una nuova connessione.

Articolo 17

Passaggi di tensione

17.1 Il contributo di connessione per i clienti già alimentati in bassa tensione per i quali si renda necessario il passaggio alla alimentazione in media tensione, è pari alla componente in quota fissa di cui alla Tabella 4 e alla componente in quota potenza di cui alla Tabella 3. La componente in quota potenza è applicata secondo i criteri di cui al comma 15.2.

17.2 Oltre ai contributi di cui al comma 17.1, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

TITOLO IV

DISPOSIZIONI PER LE CONNESSIONI TEMPORANEE IN MEDIA E BASSA TENSIONE

Articolo 18

Corrispettivi per connessioni temporanee in bassa tensione

18.1 Alle richieste di connessione temporanea alla rete che non comportino la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione si applicano i contributi riportati nella Tabella 5, lettera a).

18.2 Alle richieste di connessione temporanea alla rete che comportino la realizzazione di una cabina di trasformazione media/bassa tensione si applicano i contributi riportati nella Tabella 5, lettera b).

18.3 Si applicano i contributi riportati nella Tabella 5, lettera c) alle richieste di connessione temporanea alla rete che non comportino realizzazioni di nuovi impianti o il potenziamento di quelli esistenti:

a) relative a spettacoli viaggianti e simili;

b) realizzate in occasioni di manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali e simili;

c) relative a riprese cinematografiche, televisive e simili.

18.4 Per ciascuna operazione di connessione e di distacco eseguita dietro esplicita richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunta ai contributi predetti è dovuto un supplemento di cui alla Tabella 5, lettera d).

18.5 Per ogni connessione di cui al presente articolo è altresì dovuto un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

Articolo 19
Corrispettivi per connessioni temporanee in media tensione

19.1 Alle richieste di connessione temporanea alla rete in media tensione si applicano i contributi riportati in Tabella 6, lettera a).

19.2 Per ciascuna operazione di allacciamento e di distacco eseguita dietro esplicita richiesta fuori orario di lavoro, in aggiunta ai contributi predetti, è dovuto un supplemento di cui alla Tabella 6, lettera b).

19.3 Per ogni connessione di cui al presente articolo è altresì dovuto un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

TITOLO V

DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CORRISPETTIVI A COPERTURA DEI COSTI DELLE CONNESSIONI PERMANENTI PARTICOLARI

Articolo 20
Contributi per le connessioni permanenti particolari

20.1 Nel caso di connessioni particolari di cui al comma 7.2 il contributo per la connessione è pari al costo documentato dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti.

20.2 Le connessioni relative ad installazioni mobili o precarie di cui al comma 7.2, lettera e), situate nei centri abitati e provviste di concessione di occupazione di suolo pubblico, sono regolate dalle disposizioni previste per le connessioni permanenti ordinarie.

Articolo 21

Alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

21.1 Nel caso di connessioni particolari il gestore della rete, in luogo di allacciare un impianto elettrico alla propria rete, può optare per l'alimentazione tramite un impianto di generazione locale, utilizzando, ove possibile, impianti alimentati da fonti rinnovabili. In questi casi si applicano i contributi di cui alla Tabella 7.

21.2 Oltre ai contributi di cui al comma 21.1, è inoltre applicato un contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, fissato nella Tabella 2.

TITOLO VI

CONNESSIONI IN ALTA TENSIONE

Articolo 22

Contributi per le connessioni in alta tensione

22.1 Nei casi di connessione in alta tensione il contributo è fissato nella misura del 50% della spesa relativa alla realizzazione degli impianti di rete per la connessione.

22.2 Per spesa relativa, di cui al precedente comma 22.1, si intende il costo sostenuto per i materiali a pié d'opera e per la manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% del costo sostenuto.

22.3 Il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti di rete per la connessione viene determinato con riferimento a tutte le opere necessarie alla connessione, ivi comprese quelle anticipate dal distributore, da imputare pro quota in proporzione alla potenza disponibile per il richiedente, purché relativa ad impianti allo stesso livello di tensione al quale viene effettuata la fornitura.

22.4 Per la quota parte di costi anticipati dal distributore, quest'ultimo è tenuto a fornire evidenza dei costi totali sostenuti, del criterio di ripartizione dei medesimi e della quota parte non ancora coperta da contributi pregressi.

TITOLO VII

DISCIPLINA DELLA INTERCONNESSIONE TRA RETI

Articolo 23

Criteri per la ripartizione dei costi tra i gestori di rete

23.1 Nel caso di richieste di realizzazione di impianti per l'interconnessione tra reti, il richiedente è tenuto a coprire il costo sostenuto per la realizzazione degli impianti per la connessione.

23.2 Il costo è pari ai costi documentati dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20% degli importi predetti.

23.3 Nel caso in cui il punto di interconnessione sia funzionale alle esigenze di entrambi i gestori di rete, l'onere è ripartito equamente tra i medesimi gestori.

PARTE III

ALTRE PRESTAZIONI SPECIFICHE

Articolo 24

Disattivazione e riattivazione della fornitura per morosità e riallacciamento di utenze stagionali

24.1 Per la disattivazione e riattivazione di un punto di prelievo a seguito di morosità, nonché per il riallacciamento e distacco delle utenze stagionali a carattere ricorrente si applica il contributo in quota fissa riportato in Tabella 8, lettera a). Il contributo in quota fissa riportato in Tabella 8, lettera a) è ridotto del 50% nel caso di utenze già predisposte per la telegestione.

Articolo 25

Volture, subentri e cambi di fornitore

25.1 Per le richieste di voltura, subentro, cambi di fornitore si applica il contributo in quota fissa, a copertura degli oneri amministrativi, stabilito nella Tabella 2.

25.2 Per i cambi di fornitore è prevista una franchigia di una richiesta per anno solare.

25.3 Nessun contributo è dovuto per il rientro del cliente finale nel servizio di maggior tutela o nel servizio di salvaguardia.

Articolo 26

Richieste di spostamento di gruppi di misura

26.1 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di dieci metri dalla precedente ubicazione è prevista l'applicazione del contributo in quota fissa stabilito nella Tabella 8, lettera b).

26.2 Per le richieste di spostamento dei gruppi di misura per distanze superiori a dieci metri è previsto l'addebito della spesa, pari al costo documentato dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 percento degli importi predetti.

Articolo 27

Richieste di spostamento di impianti di rete

27.1 Per le richieste di spostamento di impianti di rete, con oneri a carico del richiedente, è dovuto il rimborso della spesa relativa pari al costo documentato dei materiali a pié d'opera e della manodopera oltre alle spese generali, assunte pari al 20 percento degli importi predetti.

Articolo 28

Richieste di verifica sul corretto funzionamento del gruppo di misura

28.1 Per le richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura è dovuto il contributo in quota fissa di cui alla Tabella 8, lettera c), qualora il gruppo di misura risulti, a seguito della verifica, correttamente funzionante.

Articolo 29

Richieste di verifica della tensione di alimentazione

29.1 Per le richieste di verifica del livello della tensione di alimentazione è dovuto il contributo in quota fissa stabilito nella Tabella 8, lettera d), qualora il livello della tensione risulti, a seguito della verifica, conforme rispetto ai limiti previsti dalla normativa tecnica.

Articolo 30

Corrispettivo per le attività a preventivo

30.1 Il richiedente un servizio di connessione valutato a preventivo è tenuto al pagamento di un anticipo dei contributi, come fissato nella Tabella 9, a garanzia delle attività di progettazione e sopralluogo, da scontare a buon esito della richiesta.

PARTE IV
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 31
Trasparenza contabile

31.1 Il gestore di rete è tenuto a dare separata evidenza contabile ai contributi per le connessioni e ai corrispettivi per le prestazioni specifiche disciplinate dal presente provvedimento. Le registrazioni contabili devono altresì consentire la separata evidenza degli importi relativi a contributi in quota fissa a copertura di costi amministrativi.

Tabella 1 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in bassa tensione

a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (Quota distanza)	
Quota fissa	185,22 Euro
Quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 200 metri dalla cabina di riferimento, fino a 700 metri	92,85 Euro
Quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 700 metri dalla cabina di riferimento, fino a 1.200 metri	185,22 Euro
Quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1200 metri dalla cabina di riferimento	370,45 Euro
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (Quota potenza)	69,6377 Euro/kW

Tabella 2 Contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi

Importo unitario dei contributi in quota fissa a copertura di oneri amministrativi	27,00 Euro

Tabella 3 Contributi per la realizzazione di connessioni permanenti ordinarie in media tensione

a) Per distanza tra il punto di prelievo e la cabina di riferimento (Quota distanza)	
Quota fissa	464,24 Euro
Quota aggiuntiva da applicare per ogni 100 metri o frazione superiore a 50 metri eccedenti la distanza di 1000 metri dalla cabina di riferimento	46,42 Euro
b) Per ogni kW di potenza messo a disposizione (Quota potenza)	55,4258 Euro/kW

Tabella 4 Contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione

Importo unitario dei contributi in quota fissa per il passaggio dalla bassa alla media tensione	437,24 Euro

Tabella 5 Contributi per connessioni temporanee in bassa tensione

a) Per richieste di connessione che non comportino la realizzazione di una cabina MT/BT	18,4752 Euro/kW
b) Per richieste di connessione che comportino la realizzazione di una cabina MT/BT	64,9003 Euro/kW
c) Per richieste di connessione relative a spettacoli viaggianti, manifestazioni e feste patronali, popolari, politiche, religiose, sportive, teatrali, riprese cinematografiche, televisive e simili:	
- per potenze impegnate fino a 3 kW	31,27 Euro
- per potenze impegnate da oltre 3 kW fino a 30 kW	50,20 Euro
- per potenze impegnate da oltre 30 kW fino a 100 kW	88,12 Euro
- per potenze impegnate oltre 100 kW	126,02 Euro
d) Supplemento per operazioni di connessione e di distacco eseguite, dietro esplicita richiesta, fuori orario di lavoro	18,47 Euro

Tabella 6 Contributi per connessioni temporanee in media tensione

a) Contributo unitario per ogni kW di potenza messo a disposizione	55,4258 Euro/kW
b) Supplemento per operazioni di connessione e di distacco eseguite, dietro esplicita richiesta, fuori orario di lavoro	18,47 Euro

Tabella 7 Contributi per alimentazioni a mezzo di impianto di generazione locale

Corrispettivo per ogni kW di potenza messa a disposizione	69,1638 Euro/kW
Quota fissa	477,05 Euro

Tabella 8 Contributi per altre prestazioni specifiche

a) Contributo per disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità, riallacciamento e distacco di utenze stagionali a carattere ricorrente	27,00 Euro
b) Contributo per richieste di spostamento dei gruppi di misura entro un raggio di 10 metri dalla precedente ubicazione	200,00 Euro
c) Contributo per richieste di verifica del corretto funzionamento del gruppo di misura	50,00 Euro
d) Contributo per richieste di verifica della tensione di alimentazione	150,00 Euro

Tabella 9 Anticipo sui contributi per connessioni valutate a preventivo

Anticipo sui contributi per connessioni valutate a preventivo	100,00 Euro

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Prezzi di commercializzazione nella vendita di energia elettrica (PCV) nell'ambito del servizio di maggior tutela e conseguente la remunerazione agli esercenti la maggior tutela. Modificazioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 giugno 2007, n. 156/07 (TIV). (Deliberazione n. 349/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07).

Visti:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 3 agosto 2007, n. 208/07 (di seguito: deliberazione n. 208/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 240/07 (di seguito: deliberazione n. 240/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondente ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria, approvato con deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07 (di seguito: TILP);

- il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008 – 2011, approvato con deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007 n. 333/07;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – Periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07;
- il documento per la consultazione 12 marzo 2007, atto n. 14/07, "Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato" (di seguito: documento per la consultazione 12 marzo 2007);
- il documento per la consultazione 26 novembre 2007, atto n. 46/07, "Schema di testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2001 Terzo documento per la consultazione";
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007, atto n. 47/07, "Tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo 2008-2011 Orientamenti finali";
- il documento per la consultazione 30 novembre 2007, atto n. 48/07, "Commercializzazione di energia elettrica e gas naturale nei mercati al dettaglio: orientamenti in tema di prezzi di commercializzazione nella vendita nell'ambito dei servizi di tutela e della remunerazione delle attività di commercializzazione nei medesimi servizi" (di seguito: documento per la consultazione 30 novembre 2007).

Considerato che:

- la legge n. 125/07 prevede che, a decorrere dall'1 luglio 2007, l'attività di distribuzione di energia elettrica per le imprese le cui reti alimentano almeno 100'000 clienti finali è svolta in regime di separazione societaria rispetto all'attività di vendita e che tali imprese distributrici debbano costituire entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore della medesima legge, una o più apposite società per azioni alle quali trasferiscono i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi all'attività di vendita;
- la medesima legge prevede che il servizio di maggior tutela sia erogato dalle imprese di distribuzione, attraverso apposite società di vendita ai sensi di quanto espresso al precedente alinea, e che il soggetto titolare del servizio si approvvigioni dell'energia elettrica dalla società Acquirente Unico Spa (di seguito: Acquirente unico), che continua ad essere garante della fornitura ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela, ma che non svolge direttamente l'attività di commercializzazione;
- l'articolo 7 del TIV definisce le condizioni economiche che l'esercente la maggior tutela deve offrire ai clienti ai quali eroga tale servizio e che tra le condizioni economiche è compreso il corrispettivo PCV (prezzo commercializzazione vendita);
- la remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio agli esercenti la maggior tutela è attualmente definita attraverso l'applicazione del corrispettivo PCV che, con riferimento al secondo semestre del 2007, è stato transitoriamente fissato ad un livello pari alla previgente componente a copertura dei costi di commercializzazione dell'attività di vendita ai clienti dell'allora mercato vincolato (componente COV);

- con le deliberazioni n. 208/07 e n. 240/07 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione delle modalità di remunerazione dell'attività di commercializzazione nella vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale, sia in termini di riconoscimento del livello dei costi per i soggetti esercenti, sia in termini di articolazione del corrispettivo da applicare ai clienti finali rientranti nei sistemi di tutela a copertura di tali costi.

Considerato, inoltre, che:

- con il documento per la consultazione 30 novembre 2007 l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti circa la regolazione economica per quanto attiene alla definizione del corrispettivo PCV che gli esercenti devono applicare ai clienti in maggior tutela, nonché gli aspetti di remunerazione dei costi sostenuti dai medesimi esercenti la maggior tutela per l'attività di commercializzazione, prevedendo in particolare che:
    - il corrispettivo PCV venga determinato sulla base di criteri di mercato e commisurato alla remunerazione che dovrebbe ricevere un soggetto attivo nella vendita di energia elettrica nel mercato libero non integrato nella filiera elettrica;
    - i criteri di determinazione del corrispettivo PCV debbano essere tali da non alterare la concorrenza o creare potenziali barriere alla scelta dei venditori nel mercato libero, da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal servizio erogato, e da trasferire ai clienti finali il corretto segnale di prezzo relativo all'attività di commercializzazione;
    - debba essere assicurata agli esercenti la maggior tutela una congrua remunerazione riferita ai costi efficienti per lo svolgimento dell'attività di commercializzazione relativamente al servizio erogato;
- con il medesimo documento per la consultazione 30 novembre 2007 l'Autorità ha proposto:
    - un assetto in cui, con riferimento ai clienti di piccola dimensione, il venditore risulti l'unico soggetto che si interfaccia con il cliente finale, con riferimento a tutti i rapporti commerciali e alla richiesta di prestazioni anche relative a interventi di natura tecnica che richiedono il coinvolgimento dell'impresa distributrice, salvo gli interventi riguardanti i guasti e le emergenze;
    - un intervallo per il livello del corrispettivo PCV, differenziato per ciascuna tipologia contrattuale compresa nel servizio di maggior tutela, definito sulla base di informazioni relative ai costi per servire i clienti di piccola dimensione raccolte presso alcuni venditori sul mercato libero, tenendo conto delle funzioni svolte nell'ambito dell'attività di commercializzazione nel mercato libero e, per ciascuna funzione, del tipo di investimento richiesto e della natura di costo (fisso o variabile);
    - un intervallo per il livello della remunerazione degli esercenti la maggior tutela con l'obiettivo di consentire il raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario di tali soggetti; e che tale livello, anche in relazione ad alcune criticità ed incertezze sui dati raccolti, sia definito esclusivamente sulla base dei dati 2006 senza previsione di aggiornamento dei meccanismi di *price cap* per riportare tali dati all'anno 2008, prevedendo comunque un'articolazione della remunerazione in una quota fissa e in una quota dipendente dalla quantità di energia elettrica venduta, sulla base delle percentuali di costi variabili evidenziata dagli esercenti la maggior tutela;
    - di prevedere una verifica degli eventuali squilibri tra costo, definito sulla base delle rilevazioni contabili, e remunerazione a copertura dei costi

commerciali degli esercenti la maggior tutela, prevedendo opportuni meccanismi di compensazione per riportare il livello della remunerazione ai costi determinati sulla base dei dati di consuntivo dell'anno 2008, nei casi in cui i ricavi risultino superiori/inferiori ad una soglia, orientativamente fissata pari al 5%;

- di valutare, in un'ottica di lungo periodo, la necessità di definire opportuni meccanismi di compensazione per gli esercenti la maggior tutela che hanno costituito apposite società separate, nei casi in cui il numero di punti di prelievo dei clienti serviti in maggior tutela diminuisca progressivamente fino ad un livello tale da non garantire la copertura dei costi fissi;
- che la differenza tra i ricavi conseguiti dall'esercente la maggior tutela dall'applicazione del corrispettivo PCV e la remunerazione riconosciuta per l'erogazione del servizio, sia destinata ad un apposito fondo a beneficio di tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, indipendentemente dall'appartenenza ai regimi di tutela o al mercato libero;

- dall'esame delle risposte al documento per la consultazione 30 novembre 2007 è emerso:
  - una generale condivisione della proposta di assetto che prevede, con riferimento ai clienti di piccola dimensione, il venditore come unico soggetto che si interfaccia con il cliente finale in merito a tutte le richieste di prestazione, ad eccezione degli aspetti connessi alla segnalazione di guasti ed emergenze; la maggior parte degli operatori ha sottolineato come tale assetto debba essere implementato prestando particolare attenzione alla corretta definizione dei flussi informativi tra i soggetti operanti nel mercato;
  - una generale condivisione circa la completezza della descrizione svolta dall'Autorità sulle funzioni svolte nell'ambito dell'attività di commercializzazione nella vendita;
  - la necessità di tenere maggiormente in considerazione il rischio creditizio, sia nei livelli di PCV, sia nei livelli di remunerazione riconosciuti ai soggetti esercenti il servizio di maggior tutela, con particolare riferimento al rischio di mancato incasso dovuto all'aumento della variabilità del numero dei clienti serviti in un mercato liberalizzato ed alla completa definizione della regolazione in materia di morosità del cliente finale, attraverso il riconoscimento della voce di costo relativa alla svalutazione dei crediti;
  - l'esigenza, manifestata da alcuni operatori, di rendere omogenea l'articolazione dei livelli di remunerazione riconosciuti agli esercenti la maggior tutela con l'articolazione dei livelli di PCV, prevedendo una componente solo in quota fissa.

Considerato, inoltre, che:

- il livello di remunerazione degli esercenti la maggior tutela deve essere definito sulla base dei costi operativi, tra cui il costo del personale, i costi per servizi e gli ammortamenti, calcolati secondo criteri economico-tecnici, e di una congrua remunerazione del capitale investito;
- il livello del tasso di remunerazione, determinato come media ponderata del tasso di rendimento sul capitale di rischio e di quello sul debito (*Weighted Average Cost of Capital, WACC*), deve essere fissato sulla base del rischio sistematico dell'attività che comprende principalmente il rischio creditizio e, conseguentemente, deve essere fissato scontando l'eventuale riconoscimento esplicito della voce di costo relativa alla svalutazione dei crediti.

Considerato, infine, che:

- l'articolo1, comma 1 della legge n. 125/07 dispone che l'Autorità definisca le modalità con cui le imprese distributrici garantiscono l'accesso tempestivo e non discriminatorio ai dati derivanti dai sistemi e dall'attività di misura, relativi ai consumi dei clienti connessi alla propria rete, strettamente necessari per la formulazione delle offerte commerciali e la gestione dei contratti di fornitura;
- il TIV agli articoli 18 e 25 ha posto in capo alle imprese distributrici obblighi di messa a disposizione, per via informatica, dei dati necessari alla gestione dei rapporti di fornitura agli utenti del trasporto per i punti di prelievo non trattati orari;
- il TIV all'articolo 25 ha stabilito che, a valere dall'1 luglio 2007, si applichino al servizio di maggior tutela le disposizioni dell'Autorità in vigore fino al 30 giugno 2007 con riferimento al mercato vincolato; conseguentemente, in particolare, tutti i punti di prelievo ricompresi nel servizio di salvaguardia sono trattati orari;
- il TILP all'articolo 4 ha stabilito che, dall'1 aprile 2008, anche tutti i punti di prelievo di bassa tensione con potenza disponibile maggiore di 55 kW dotati di misuratore orario o di misuratore elettronico siano trattati orari, a prescindere dal servizio di vendita usufruito;
- il venditore è controparte acquirente del contratto di trasporto con l'impresa distributrice, laddove il titolare del punto di prelievo ha dato mandato senza rappresentanza alla sottoscrizione dei contratti di trasporto e dispacciamento al proprio venditore;
- la normativa vigente non prevede esplicitamente la messa a disposizione al venditore delle misure di prelievo mensile dei punti trattati orari necessarie per la gestione dei contratti di fornitura, segnatamente per la fatturazione del servizio di trasporto;
- nelle condizioni di cui ai precedenti alinea, il venditore ha titolo a ricevere i dati di misura in quanto utente del trasporto e del dispacciamento con riferimento al punto di prelievo; l'accesso a tali dati deve essere garantito al venditore e le modalità per tale accesso devono quindi essere tali da facilitare l'acquisizione dei dati da parte del medesimo venditore, in particolare in presenza di un elevato numero di punti di prelievo afferenti al medesimo venditore;
- nel documento per la consultazione 12 marzo 2007 è stata illustrata una soluzione di carattere transitorio, in vista di una ridefinizione unitaria dei flussi informativi nell'ambito dell'aggregazione delle misure, che permetta un accesso efficiente con modalità informatica ad ogni venditore utente del trasporto ai dati registrati nel mese precedente dai punti di prelievo trattati orari, eventualmente con accesso autorizzato unificato per tutti i punti di prelievo nella propria competenza in caso di utilizzo di portale *web*;
- le risposte al documento di consultazione hanno evidenziato un consenso pressoché unanime alla soluzione di carattere transitorio dell'Autorità di cui al precedente alinea da parte degli operatori della vendita e la fattibilità di essa da parte della maggioranza delle imprese distributrici.

Ritenuto che sia opportuno:

- definire un corrispettivo PCV per la commercializzazione dell'attività di vendita nell'ambito del servizio di maggior tutela ad un livello allineato ai costi sostenuti da un venditore nel mercato libero;
- differenziare il corrispettivo PCV in funzione della tipologia dei clienti serviti ed articolarlo in un'unica componente espressa in centesimi di euro per punto di prelievo per anno per tutte le tipologie contrattuali diverse dai punti di prelievo in bassa tensione per usi di illuminazione pubblica ed in centesimi di euro per kWh per tale tipologia contrattuale.

Ritenuto, inoltre, che sia opportuno:

- ai fini della remunerazione degli esercenti la maggior tutela:
    - determinare il valore del capitale circolante netto in modo convenzionale;
    - includere tra la remunerazione, con esclusivo riferimento all'anno 2008, la voce di costo relativa alla svalutazione dei crediti, attraverso una quantificazione convenzionale del livello come percentuale del fatturato in linea con gli standard internazionali, anche in considerazione dell'evoluzione della regolazione della morosità dei clienti finali;
    - fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto ad un livello pari al 7%, anche in considerazione del riconoscimento della voce di costo relativa alla svalutazione dei crediti di cui al precedente alinea;
- definire, per le imprese distributrici che erogano direttamente il servizio di maggior tutela, una specifica remunerazione che tiene conto delle sinergie legate all'erogazione contestuale dei servizi di maggior tutela e di distribuzione;
- prevedere un'articolazione dei corrispettivi fissati per ciascun esercente a remunerazione dell'attività di commercializzazione conforme all'articolazione del corrispettivo PCV;
- prevedere al termine dell'anno 2008, per gli esercenti la maggior tutela diversi dalle imprese distributrici, un meccanismo di compensazione per riportare il livello della remunerazione definita sulla base dei costi di consuntivo, qualora si verifichino situazioni di squilibrio tra i ricavi e i costi da riconoscere, determinati sulla base delle rilevazioni contabili, tali da generare una differenza superiore al 5%, e che tale meccanismo sia definito con successivo provvedimento;
- definire con successivo provvedimento, in relazione all'incertezza dei dati analizzati e all'evoluzione del processo di liberalizzazione le modalità di fissazione dei meccanismi automatici di aggiornamento annuale del livello di remunerazione degli esercenti la maggior tutela, nonché dei meccanismi di compensazione nei casi in cui il numero di punti di prelievo dei clienti serviti in maggior tutela diminuisca progressivamente fino ad un livello tale da non consentire la copertura dei costi fissi.

Ritenuto, inoltre, che sia opportuno:

- definire il meccanismo di restituzione tra i ricavi conseguiti dall'applicazione del corrispettivo PCV e l'ammontare della remunerazione riconosciuta all'esercente la maggior tutela, prevedendo:
    - una specifica componente delle condizioni economiche che gli esercenti la maggior tutela applicano ai clienti finali, differenziata per ciascuna tipologia contrattuale e, con riferimento ai clienti domestici, per scaglioni di consumo;
    - che ciascun esercente la maggior tutela versi alla Cassa Conguaglio del settore elettrico (di seguito: Cassa) la differenza tra il gettito conseguito dall'applicazione del corrispettivo PCV, al netto dell'ammontare derivante dall'applicazione della componente di cui al precedente alinea, e la remunerazione riconosciuta;
    - che Terna versi a ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente unico, una specifica componente applicata ai punti di prelievo alimentati in bassa tensione sul mercato libero ad eccezione dei punti corrispondenti a clienti finali serviti nel servizio di salvaguardia;
    - che la Cassa provveda ad erogare a Terna l'ammontare corrispondente all'applicazione della componente di cui al precedente alinea.

Ritenuto, infine, che sia opportuno:

- che le imprese distributrici predispongano procedure informatiche che permettano ai venditori utenti del trasporto di poter accedere in modo efficiente ai medesimi dati dei punti di prelievo che le medesime imprese distributrici rendono disponibili ai titolari dei punti di prelievo ai sensi del TIT;
- modificare il TIV e la deliberazione n. 111/06 al fine di recepire quanto previsto dal presente provvedimento.

DELIBERA

1. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni al TIV:
   a) all'articolo 1, comma 1 è eliminata la seguente frase "alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04, come successivamente integrato e modificato, ed all'Allegato A";
   b) all'articolo 1, comma 1 sono aggiunte le seguenti definizioni:
      "• **componente $DISP_{BT}$** è la componente di dispacciamento, espressa in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela;
      • **componente RCV (remunerazione commercializzazione vendita)** è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh o in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela se tale esercente opera attraverso una società separata dall'impresa distributrice nei casi in cui l'ambito servito ricomprende più di 100'000 clienti finali;
      • **componente RCV_i (remunerazione commercializzazione vendita imprese integrate)** è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela se tale esercente è l'impresa distributrice nei casi in cui l'ambito servito ricomprende non più di 100'000 clienti finali;"
   c) all'articolo 1, comma 1 la definizione di corrispettivo PCV è sostituita con la seguente:
      "• **corrispettivo PCV (prezzo commercializzazione vendita)** è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, relativo ai costi di commercializzazione sostenuti da un operatore sul mercato libero;"
   d) all'articolo 1, comma 1 è introdotto il seguente riferimento normativo:
      "• **legge n. 125/07** è la legge 3 agosto 2007, n. 125/07 di conversione del decreto-legge 18 giugno 2007;"
   e) all'articolo 1, comma 1 il riferimento normativo decreto-legge 18 giugno 2007 è sostituito dal seguente:
      "• **decreto-legge 18 giugno 2007** è il decreto 18 giugno 2007, n. 73/07, recante "Misure urgenti per il rispetto delle disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia", convertito in legge con la legge n. 125/07;"
   f) all'articolo 1, comma 1 il riferimento al TIT è sostituito dal seguente:
      "• **TIT (Testo integrato trasporto)** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con deliberazione dell'Autorità, n. 348/07;"
   g) all'articolo 7, comma 1 è aggiunta la seguente lettera e):
      "e) la componente $DISP_{BT}$."

h) l'articolo 7, comma 5 è sostituito dal seguente:

"7.5 Il parametro λ é pari a:

$\lambda = 1 + fp$

dove *fp* è il fattore percentuale di perdita utilizzato al comma 12.6 della deliberazione n. 111/06.

Gli elementi *PE*, *PD* ed i corrispettivi unitari *PED* e *PPE* sono pubblicati dall'Autorità prima dell'inizio di ciascun trimestre."

i) all'articolo 7, dopo il comma 7.5, sono inseriti i seguenti commi:

"7.5 La componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.1, lettera e) è differenziata tra le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3 e, con riferimento ai punti di prelievo di cui al comma 2.3, lettera a) è differenziata tra i punti di prelievo riferiti a alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW e gli altri punti di prelievo.

7.6 I valori della componente $DISP_{BT}$ differenziati secondo le modalità di cui al comma 7.5 sono indicati nella tabella 3. Gli scaglioni di consumo, espressi in kWh per anno previsti dalla medesima tabella 3 sono applicati con il criterio del pro-quota giorno. Gli scaglioni giornalieri sono ottenuti dividendo per 365 (trecentosessantacinque) i valori che delimitano gli scaglioni stessi e arrotondando il quoziente alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale. Le modalità di calcolo di cui al presente comma sono applicate alle fatture o bollette emesse in seguito alla lettura dei misuratori."

j) dopo l'articolo 7 è introdotto il seguente articolo:

"Articolo 7bis

Contributi in quota fissa

7bis.1 L'esercente la maggior tutela applica un contributo in quota fissa pari a 23,00 euro per ciascuna prestazione relativa a:

a) volture o subentri;
b) disattivazioni e attivazioni a seguito di morosità;
c) riallacciamento e distacco di utenze stagionali a carattere ricorrente."

k) l'articolo 8, comma 2, le parole "di cui alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04" sono sostituite con "di cui alla deliberazione n. 333/07";

l) dopo l'articolo 9 è introdotto il seguente articolo:

"Articolo 9bis

Meccanismi di remunerazione dell'attività di commercializzazione agli esercenti la maggior tutela

9bis.1 Ai fini della remunerazione dei costi di commercializzazione, a ciascun esercente la maggior tutela è riconosciuto un corrispettivo pari a:

a) la componente *RCV*, i cui valori sono fissati nella Tabella 4, se l'esercente la maggior tutela è un soggetto societariamente separato dall'impresa distributrice;
b) la componente RCV_i i cui valori sono fissati nella Tabella 5 se l'esercente la maggior tutela è l'impresa distributrice.

9bis.2 L'esercente la maggior tutela versa, se positivo, alla Cassa entro 60 (sessanta) giorni dal termine di ciascun bimestre, la differenza tra:

a) il gettito derivante dall'applicazione del corrispettivo PCV al netto dell'ammontare derivante dall'applicazione della componente $DISP_{BT}$; e
b) l'ammontare di cui al comma 9bis.1."

m) all'articolo 18, comma 2, le parole "all'articolo 36 del TIT" sono sostituite con "all'articolo 22 del TIT";
n) all'articolo 18, dopo il comma 18.4, è inserito il seguente comma:
"18.5 Entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello in cui i dati di prelievo sono stati registrati, l'impresa distributrice mette a disposizione tali dati agli utenti del trasporto, con riferimento a tutti i punti di prelievo di loro competenza trattati orari, in un documento unico di formato elettronico che consenta l'immediata riutilizzabilità dei dati trasferiti o secondo modalità tali che garantiscano l'accesso unificato ed efficiente ai medesimi dati da parte dell'utente del trasporto in caso di utilizzo di portali *web*."
o) l'articolo 21 è soppresso;
p) l'articolo 24 è sostituito col seguente:

"Articolo 24
Meccanismo di compensazione per l'anno 2008

24.1 Con successivo provvedimento, entro il 29 febbraio 2008, l'Autorità definisce un meccanismo di compensazione dei costi commerciali sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, a tutela dell'equilibrio economico finanziario dei medesimi esercenti."
q) l'articolo 25, comma 2 è sostituito dal seguente:
"25.2 Il gettito di cui al comma 9bis.2 alimenta il conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione. Il Conto viene utilizzato per la copertura degli oneri sostenuti da Terna derivanti dall'applicazione della componente di dispacciamento relativa ai punti di prelievo di clienti finali connessi in bassa tensione diversi da quelli serviti nell'ambito della salvaguardia."
r) all'articolo 25, comma 4, le parole "all'articolo 66 del TIT" sono sostituite con "all'articolo 70 del TIT";

s) la Tabella 1 è sostituita dalla seguente:

Tabella 1: Corrispettivo *PCV* di cui al comma 7.1

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*PCV1*	*PCV3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	3000,00	-
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	0,133
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	4970,00	-

t) sono introdotte le seguenti tabelle:

Tabella 3: Componente $DISP_{BT}$

a) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per le tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere b) e c)

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*DISP1*	*DISP3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	-0,048
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	-1750,98	-

b) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a) relativamente ai punti di prelievo riferiti a alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente, nei quali siano previsti impegni di potenza fino a 3 kW

cent€/punto di prelievo/anno
-2610,30

Scaglioni di consumo annuo *(kWh/anno)* da	fino a	*Cent€/kWh*
0	900	-
901	1800	0,197
1801	2640	0,681
2641	3540	1,938
3541	4440	2,057
oltre 4440		0,792

c) Componente $DISP_{BT}$ di cui al comma 7.7 per la tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a) relativamente ai punti di prelievo diversi da quelli di cui alla precedente lettera b)

cent€/punto prelievo/anno	*cent€/kWh*
-1864,50	0,792

Tabella 4: Componente *RCV* di cui al comma 9bis.1

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*RCV1*	*RCV3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	1747,33	-
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	0,071
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	2677,81	-

Tabella 5: Componente *RCVi* di cui al comma 9bis.1

Tipologie contrattuali di cui comma 2.3 per i clienti aventi diritto alla maggior tutela		*RCVi1*	*RCVi3*
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione	1397,86	-
lettera b)	Punti di prelievo in bassa tensione per l'illuminazione pubblica	-	0,057
lettera c)	Altri punti di prelievo in bassa tensione	2142,25	-

2. di approvare le seguenti modifiche ed integrazioni alla deliberazione n. 111/06:
   a) dopo l'articolo 48 è introdotto il seguente articolo:

"Articolo 48bis

Corrispettivo per i punti di dispacciamento connessi in bassa tensione

48bis.1 Entro il giorno venti (20) del mese successivo a quello di competenza ciascun utente del dispacciamento, ad eccezione dell'Acquirente unico, comunica a Terna l'ammontare del corrispettivo a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela determinato applicando il corrispettivo unitario di cui comma 48bis.3 al numero dei punti di prelievo alimentati in bassa tensione ad eccezione dei punti corrispondenti a clienti finali serviti nel servizio di salvaguardia e all'energia elettrica prelevata dai medesimi punti, nonché gli elementi necessari alla sua determinazione.

48bis.2 Entro i termini di cui all'articolo 38, l'utente del dispacciamento versa a Terna, se positivo, o riceve da quest'ultima, se negativo, il corrispettivo di cui al precedente comma.

48bis.3 I valori del corrispettivo unitario di cui al comma 48bis.1 sono pari ai valori della Tabella 3 del TIV."

3. di fissare l'entrata in vigore delle modifiche ed integrazioni al TIV di cui al punto 1 e alla deliberazione n. 111/06 di cui al punto 2 all'1 gennaio 2008;
4. di prevedere che le imprese distributrici, entro 120 giorni dal presente provvedimento, mettano a punto le procedure informatiche opportune alle disposizioni di cui al comma 18.5 del TIV, così come modificato dal presente provvedimento;
5. di prevedere che il presente provvedimento sia pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;

6. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) il testo del TIV, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;
7. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorità.energia.it) il testo della deliberazione n. 111/06, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Modificazioni alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, e della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 novembre 2004, n. 205/04. (Deliberazione n. 350/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003 n. 118/03;
- la deliberazione dell'Autorità 19 novembre 2004, n. 205/04 (di seguito: deliberazione n. 205/04);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06);
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2006, n. 289/06, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 289/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 ottobre 2007 n. 278/07 (di seguito: TILP);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07 (di seguito: TIT);
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007 recante "Servizio di maggior tutela: criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica" (di seguito: documento per la consultazione 18 dicembre 2007).

Considerato che:

- la deliberazione n. 111/06 prevede l'applicazione di un regime transitorio per il solo anno 2007;
- in assenza di un intervento dell'Autorità, la possibilità per la società Terna S.p.A. (di seguito: Terna) di presentare offerte integrative sul mercato del giorno prima di cui all'articolo 70 della deliberazione n. 111/06 cesserebbe con decorrenza 1 gennaio 2008;
- la presentazione di offerte integrative sul mercato del giorno prima di cui al precedente alinea è finalizzata al contenimento dei costi relativi all'approvvigionamento delle risorse nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- l'eliminazione della possibilità per Terna di operare nel mercato del giorno prima dovrebbe accompagnarsi ad una maggior responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento in prelievo in relazione alla correttezza della previsione dell'energia prelevata dai propri clienti finali;
- la presentazione di offerte integrative sul mercato del giorno prima da parte di Terna non è compatibile con l'apertura del mercato di aggiustamento alla domanda;

- l'Autorità con la deliberazione n. 165/06 ha avviato dei gruppi di lavoro volti alla revisione della struttura del MSD la cui attività potrà anche essere volta alla revisione dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo a carico degli utenti del dispacciamento in immissione e in prelievo;
- l'Autorità, in considerazione dell'incompletezza dei dati acquisiti in sede di istruttoria conoscitiva sulle partite di energia elettrica prelevata dalla rete di trasmissione nazionale e non correttamente attribuita agli utenti del dispacciamento ai sensi della deliberazione n. 177/07 e della necessità di procedere ad ulteriori analisi ed approfondimenti, ha differito con la deliberazione n. 336/07 il termine di conclusione della medesima istruttoria al 30 giugno 2008;
- Terna, nell'ambito del servizio di dispacciamento, si approvvigiona delle risorse necessarie esclusivamente da unità di produzione o di consumo in possesso di opportuni requisiti tecnici (di seguito: unità abilitate);
- i corrispettivi di sbilanciamento di cui ai commi 40.1, 40.3 e 40.4 della deliberazione n. 111/06 sono costruiti in maniera tale che un'unità abilitata non possa in alcun caso trarre profitto da uno scostamento dei suoi comportamenti effettivi rispetto agli impegni vincolanti assunti verso Terna (cosiddetto sbilanciamento effettivo), in particolare a seguito dell'offerta di risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD);
- vi sono unità rilevanti ma non abilitate per le quali trovano applicazione i corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 40, commi 40.1, 40.3 e 40.4 della deliberazione n. 111/06;
- l'applicazione di tali corrispettivi potrebbe risultare distorsiva dei comportamenti degli operatori in presenza di punti con riferimento ai quali l'energia elettrica risulti immessa in alcune ore e prelevata in altre e che in molti casi la produzione delle unità rilevanti ma non abilitate risulta asservita alle esigenze di produzione di energia termica di processo;
- vi sono, altresì, alcune unità rilevanti che non sono state abilitate alla offerta di risorse sul MSD, pur essendo in grado di modulare parzialmente la propria produzione di energia elettrica a salire o a scendere;
- fin dall'avvio del dispacciamento di merito economico, molti operatori hanno evidenziato notevoli difficoltà ad effettuare una corretta previsione dell'energia prelevata dai propri clienti finali;
- con l'intento di permettere agli operatori di acquisire una sufficiente competenza in materia di previsione di carico e quindi dei prelievi di energia elettrica dalle reti, l'Autorità ha intrapreso un percorso di avvicinamento graduale alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di cui all'articolo 40 della deliberazione n. 111/06, introducendo, nell'ambito del regime transitorio di cui al primo alinea, una soglia al di sotto della quale gli sbilanciamenti effettivi sono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- lo sbilanciamento effettivo delle unità di consumo tiene conto dello sbilanciamento complessivo dei punti di prelievo nella competenza di ciascun utente del dispacciamento in una data area, senza alcuna differenziazione fra punti di prelievo trattati su base oraria e punti di prelievo non trattati su base oraria;
- il TIV ha modificato il valore del prelievo residuo di area, estendendo il trattamento orario ai punti di prelievo in media tensione ricompresi nel servizio di salvaguardia;

- l’Autorità, con il TILP, ha rivisto, a decorrere dall’1 aprile 2008, le modalità di profilazione convenzionale dell’energia prelevata ai fini dell’erogazione del servizio di dispacciamento, ampliando ulteriormente l’insieme dei punti soggetti al trattamento orario;
- molti operatori hanno manifestato all’Autorità la necessità di prolungare per tutto il 2008 le modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo previste in via transitoria per il 2007, anche al fine mitigare l’effetto sui corrispettivi di sbilanciamento effettivo degli errori di previsione del prelievo residuo di area associati alle disposizioni di cui al TIV e al TILP.

Considerato, inoltre, che:

- l’articolo 12 della deliberazione n. 111/06 prevede di maggiorare l’energia immessa e prelevata ai diversi livelli di tensione tramite l’applicazione dei fattori percentuali di perdite di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi (di seguito: fattori di perdita);
- l’applicazione dei fattori di perdita costituisce una disposizione propria della regolazione del dispacciamento, dal momento che rende comparabili fra loro le energie immesse e prelevate ai diversi livelli di tensione;
- il TIT comprende unicamente le disposizioni inerenti la regolazione della trasmissione, della distribuzione e della misura di energia elettrica, mentre le disposizioni relative al dispacciamento dell’energia elettrica fanno capo alla deliberazione n. 111/06;
- i fattori di perdita attualmente applicati ai punti di prelievo per unità di consumo in altissima e alta tensione sono uguali fra loro e tengono conto sia delle perdite standard sulla rete di trasmissione nazionale sia sulla rete di distribuzione in alta tensione;
- i flussi di energia associati ai punti di prelievo connessi a 380 kV non interessano di fatto la rete di distribuzione in alta tensione; e che la disciplina dei fattori di perdita convenzionalmente addebita ai suddetti punti di prelievo per unità di consumo anche le perdite standard sulla rete di distribuzione in alta tensione.

Considerato, inoltre, che

- l’Autorità con la deliberazione n. 289/06 ha previsto che Terna si approvvigioni delle risorse di interrompibilità del carico tramite procedure trasparenti e non discriminatorie;
- Terna in ottemperanza alle disposizione della deliberazione n. 289/06 ha indetto delle aste per l’approvvigionamento delle risorse di interrompibilità con riferimento al triennio 2008-2010;
- i costi sostenuti da Terna relativamente al servizio di interrompibilità del carico trovano copertura tramite l’applicazione del corrispettivo di cui all’articolo 73 della deliberazione n. 111/06;
- il valore attuale del corrispettivo di cui al precedente alinea non consente la copertura dei costi previsti per il triennio 2008-2010 derivanti dagli esiti delle aste condotte da Terna.

Considerato, infine, che:

- l'articolo 7 della deliberazione n. 205/04 prevede che il solo saldo negativo derivante a Terna dalla assegnazione e dall'esercizio delle coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto (di seguito: CCC) unitamente all'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (di seguito: CCT), trovi copertura nel corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06, mentre l'eventuale saldo positivo venga accantonato da Terna nelle more di una destinazione del medesimo saldo definita dall'Autorità;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007 pone alla valutazione degli operatori anche la possibile revisione della cadenza dell'orizzonte temporale con cui vengono effettuati gli aggiornamenti delle condizioni economiche della maggior tutela.

Ritenuto opportuno:

- modificare la deliberazione n. 111/06 al fine di applicare alle unità di produzione rilevanti ma non abilitate i corrispettivi di sbilanciamento di cui all'articolo 40, commi 40.2 e 40.5 in luogo dei corrispettivi di cui all'articolo 40, commi 40.3 e 40.4, che sono da riservarsi esclusivamente alle unità abilitate;
- anche al fine di mitigare l'impatto dell'intervento di cui al precedente alinea sui costi di approvvigionamento delle risorse nell'ambito del servizio di dispacciamento, raccomandare a Terna di massimizzare il numero delle unità abilitate a offrire risorse sul MSD, eventualmente estendendo tale possibilità anche alle unità in grado di modulare parzialmente la propria immissione;
- anche al fine di minimizzare gli effetti associati agli errori di previsione del prelievo residuo di area, prorogare per tutto l'anno 2008 la soglia del 3% al di sotto della quale gli sbilanciamenti per unità di consumo vengono valorizzati al prezzo del mercato del giorno prima;
- valutare, anche in esito alle attività dei gruppi di lavoro sul MSD di cui alla deliberazione n. 165/06, nonché sulla base delle informazioni acquisite nell'ambito dell'istruttoria di cui alla deliberazione n. 177/07, prorogata con la deliberazione n. 336/07:
  - l'opportunità di differenziare le modalità di determinazione degli sbilanciamenti effettivi applicati ai punti di prelievo trattati su base oraria rispetto a quelli applicati ai punti di prelievo non trattati su base oraria;
  - le tempistiche per l'eliminazione della possibilità per Terna di operare sul mercato del giorno prima;
  - l'adozione entro la fine dell'anno 2008 delle tempistiche di regime per l'attività di regolazione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento;
- confermare, pertanto, per tutto l'anno 2008 la possibilità per Terna di presentare offerte integrative nel mercato del giorno prima al fine di contenere i costi relativi all'approvvigionamento delle risorse nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- rinviare, anche alla luce di quanto previsto al precedente alinea, l'apertura del mercato di aggiustamento alla domanda e, conseguentemente, estendere per tutto l'anno 2008 l'operatività della piattaforma per la variazione preliminare dei programmi di prelievo, al fine di consentire l'aggiustamento della domanda successivamente alla chiusura del mercato del giorno prima;

- inserire i fattori di perdita nella deliberazione n. 111/06 al fine di raccogliere nella medesima deliberazione tutte le disposizioni regolatorie inerenti l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento;
- modificare contestualmente i fattori di perdita a valere dall'1 gennaio 2008, differenziando i valori da applicare ai punti di prelievo connessi a 380 kV e connessi a 220 kV o in alta tensione, pur non alterando l'ammontare complessivo delle perdite sulle reti con obbligo di connessione di terzi derivanti dall'applicazione dei fattori di perdita;
- modificare la deliberazione n. 205/04 al fine di ricomprendere nel calcolo trimestrale del corrispettivo di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 anche gli eventuali saldi positivi derivanti a Terna dalla applicazione, con decorrenza 1 gennaio 2008, dei corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto di cui all'articolo 43 della deliberazione n. 111/06 e dalla assegnazione ed esercizio delle coperture CCC di cui alla deliberazione n. 205/04, nonché i saldi positivi relativi ai medesimi corrispettivi rimasti nella disponibilità di Terna e relativi agli anni 2005, 2006 e 2007;
- confermare, in via provvisoria, le tempistiche di calcolo e fatturazione dei corrispettivi di dispacciamento adottate per l'anno 2007;
- definire obblighi informativi continuativi in capo al responsabile dell'aggregazione delle misure che permettano al medesimo responsabile e all'Autorità un preciso monitoraggio di tale attività;
- riconoscere al Gestore del mercato elettrico anche per l'anno 2008 la qualifica di operatore di mercato qualificato;
- aggiornare il corrispettivo a copertura del servizio di interrompibilità del carico al fine di assicurare la copertura dei costi derivanti dalle aste condotte da Terna con riferimento al predetto servizio;
- modificare alcuni commi della deliberazione n. 111/06 anche per rendere le disposizioni ivi contenute coerenti con le modificazioni introdotte dal presente provvedimento

DELIBERA

1. di modificare a decorrere dall'1 gennaio 2008 l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, nei termini di seguito indicati:
   a. all'articolo 12, comma 12.6, lettera a) le parole "fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato" sono sostituite dalle parole "fissato nella tabella 8, colonna A, allegata al presente provvedimento.";
   b. all'articolo 12, comma 12.6, lettera b) le parole "fissato nella tabella 17, colonna A, di cui all'allegato n. 1 del Testo integrato" sono sostituite dalle parole "fissato nella tabella 8, colonna A, allegata al presente provvedimento.";

c. all'articolo 35, dopo il comma 35.6 è inserito il seguente comma:
   "35.7 Terna trasmette mensilmente, con riferimento al mese precedente, all'Autorità una relazione sul rispetto degli obblighi informativi di cui è destinataria ai sensi del presente Titolo, corredata delle evenienze di inottemperanza, di ritardo e delle eventuali rettifiche, con evidenza dei soggetti interessati, delle cause determinanti le anomalie e delle eventuali partite fisiche di rettifica insorgenti da tali processi correttivi.";
d. all'articolo 39, comma 39.1, le parole "alla componente del saldo fisico del Conto di Sbilanciamento Effettivo relativa" sono sostituite dalle parole "al saldo fisico del relativo Conto di Sbilanciamento Effettivo";
e. all'articolo 40, comma 40.1, le parole "Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione relativo ad unità di produzione rilevanti e per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo relativo ad unità di consumo rilevanti" sono sostituite dalle parole "Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità abilitata";
f. all'articolo 40, comma 40.2, le parole "Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento per unità di produzione relativo ad unità di produzione non rilevanti e per ciascun punto di dispacciamento per unità di consumo relativo ad unità di consumo non rilevanti" sono sostituite dalle parole "Terna calcola, per ciascun punto di dispacciamento relativo ad un'unità non abilitata";
g. all'articolo 40, comma 40.3, lettera a), punto i) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
h. all'articolo 40, comma 40.3 lettera a), punto ii) le parole "nel periodo"sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
i. all'articolo 40, comma 40.3, lettera b) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
j. all'articolo 40, comma 40.4 lettera a) le parole "nel periodo"sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
k. all'articolo 40, comma 40.4, lettera b), punto i) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
l. all'articolo 40, comma 40.4, lettera b), punto ii) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
m. all'articolo 40, comma 40.5, lettera a), punto i) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
n. all'articolo 40, comma 40.5 lettera a), punto ii) le parole "nel periodo"sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
o. all'articolo 40, comma 40.5, lettera b), punto i) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
p. all'articolo 40, comma 40.5, lettera b), punto ii) le parole "in quel periodo" sono sostituite dalle parole "nel medesimo periodo";
q. all'articolo 40, comma 40.6 le parole "nel periodo rilevante e nella zona" sono sostituite dalle parole "nel corrispondente periodo rilevante, nella zona";

r. all'articolo 40 il comma 40.8 è sostituito dal seguente:

"40.8 Durante il periodo di rientro in servizio, per i punti di dispacciamento per unità abilitate interessate dal rientro in servizio, il prezzo di sbilanciamento è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita dell'energia elettrica accettate nel mercato del giorno prima nel corrispondente periodo rilevante nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento. Nel periodo di rientro in servizio le unità abilitate sono interdette dalla partecipazione al mercato per il servizio di dispacciamento."

s. all'articolo 42, comma 42.2, lettera b) le parole "in un dato periodo rilevante" sono eliminate;

t. all'articolo 43, comma 43.5, lettera c) le parole "per unità di consumo" sono eliminate;

u. all'articolo 43, comma 43.6 le parole "Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza il Gestore del mercato elettrico calcola, con riferimento a ciascun periodo rilevante, il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato di aggiustamento, a carico Gestore del mercato elettrico, pari alla somma, cambiata di segno, dei seguenti elementi" sono sostituite dalle parole "Il corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto nel mercato di aggiustamento, a carico del Gestore del mercato elettrico, è pari alla somma, cambiata di segno, dei seguenti elementi";

v. all'articolo 44, comma 44.1, la lettera e) è sostituita dalla seguente:

"e) il saldo netto da CCT e CCC in capo a Terna ai sensi dell'articolo 7, della deliberazione n. 205/04, riferito al trimestre precedente."

w. all'articolo 46 il comma 46.1 è sostituito dal seguente:

"46.1 Entro il giorno venticinque (25) del mese successivo a quello di competenza Terna determina, per ciascun utente del dispacciamento, il corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento, nonché dei costi di Terna relativi alle attività funzionali al monitoraggio di cui alla deliberazione n. 50/05, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario indicato nella tabella 9 allegata al presente provvedimento e l'energia elettrica prelevata dal medesimo utente del dispacciamento."

x. all'articolo 69, il comma 69.1 è soppresso;

y. l'articolo 70 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 70**

Disposizioni relative all'anno 2008

70.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2008.

70.2 La qualifica di operatore di mercato qualificato è riconosciuta di diritto al Gestore del mercato elettrico.

70.3 Qualora in un periodo rilevante e in una zona si riscontri insufficienza di offerta nel mercato del giorno prima, Terna può intervenire nel mercato del giorno prima, con l'obiettivo di ripristinare una condizione di sufficienza di offerta formulando offerte di vendita a prezzo zero.

70.4 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico di Terna risulti superiore di almeno il 2% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri sufficienza di offerta, Terna può formulare un'offerta di acquisto in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico di Terna e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 1,02.

70.5 Qualora in un periodo rilevante e in una zona la previsione di carico di Terna risulti inferiore di almeno il 2% alla quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e si riscontri una sufficienza di offerta nel mercato del giorno prima per la medesima zona, Terna può formulare un'offerta di vendita in misura tale da riportare il rapporto tra la previsione di carico di Terna e la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima ad un valore pari a 0,98.

70.6 Qualora in un periodo rilevante e in una zona Terna riscontri scostamenti tra le proprie previsioni e il totale delle offerte di vendita corrispondenti a impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, l'intervento di Terna ai sensi dei commi 70.4 e 70.5 è determinato utilizzando, in luogo della quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima, la somma tra:

a) la quantità totale di energia elettrica relativa alle offerte di acquisto presentate nel mercato del giorno prima e;
b) la differenza tra le previsioni di Terna dei quantitativi di energia elettrica prodotta dalle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e le corrispondenti offerte di vendita.

70.7 Terna in situazioni eccezionali di criticità del sistema elettrico nazionale, ai fini della tutela della sicurezza del medesimo sistema, può intervenire nel mercato del giorno prima in misura difforme da quanto previsto ai commi 70.4, 70.5 e 70.6, dandone tempestiva comunicazione al Ministero dello sviluppo economico ed all'Autorità.

70.8 I proventi e gli oneri connessi alle offerte di acquisto e alle offerte di vendita presentate da Terna ai sensi dei commi 70.4 e 70.5 concorrono alla determinazione del corrispettivo di cui all'Articolo 44.

70.9 Per le unità di produzione termoelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al valor medio della fascia di tolleranza determinata da Terna ai fini del controllo delle offerte presentate nel sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica di cui al Titolo II dell'Allegato A della deliberazione n. 67/03.

70.10 Per le unità di produzione idroelettriche, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari a zero.

70.11 Per le unità di pompaggio, il costo variabile riconosciuto di cui all'Articolo 64, comma 64.6, è pari in ciascun mese al prodotto tra:
a) prezzo medio di valorizzazione nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica utilizzata dall'unità ai fini del pompaggio; e
b) un fattore correttivo pari al rapporto tra l'energia elettrica utilizzata dall'unità nel mese ai fini del pompaggio e l'energia elettrica prodotta dall'unità nel medesimo mese."

z. all'articolo 71, comma 71.1, le parole "per l'anno 2007" sono sostituite dalle parole "per l'anno 2008"

aa. l'articolo 72 è sostituito dal seguente:

"**Articolo 72**

Quantificazione e liquidazione dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2008

72.1 Le disposizioni previste nel presente articolo si applicano per l'anno 2008.

72.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, i corrispettivi di cui al precedente Articolo 40 si applicano esclusivamente alla quota dello sbilanciamento effettivo che eccede il 3% del programma vincolante modificato di prelievo relativo al punto di dispacciamento. Per la restante quota si applica il prezzo di valorizzazione dell'energia elettrica di cui all'Articolo 30, comma 30.4, lettera b).

72.3 Terna determina l'energia elettrica immessa per punto di dispacciamento e per periodo rilevante, l'energia elettrica prelevata per punto di dispacciamento e per periodo rilevante di cui al comma 33.4 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.4 L'utente del dispacciamento, il Gestore del mercato elettrico e gli operatori di mercato pagano o ricevono i corrispettivi di cui all'Articolo 38 ed il corrispettivo di cui all'Articolo 36 entro i medesimi termini previsti dalla Disciplina per la regolazione dei pagamenti sul mercato elettrico.

72.5 Terna calcola i corrispettivi di cui agli articoli da 40 a 43, al comma 44.5 e agli articoli da 45 a 48 entro il giorno quindici (15) del secondo mese successivo a quello di competenza.

72.6 Terna paga il corrispettivo di cui al comma 33.6 entro il giorno trenta (30) del terzo mese successivo a quello di competenza.

72.7 Terna calcola i saldi di cui al comma 44.1 lettere a) e b) e i proventi di cui al comma 44.1 lettera d) con riferimento al secondo, terzo e quarto mese precedente e calcola il saldo di cui al comma 44.1 lettera c) con riferimento al terzo, quarto e quinto mese precedente"

bb. la tabella 3 è sostituita dalla seguente:

“Tabella 3

Corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità del carico (articolo 73)	
Centesimi di €/kWh	0,15

cc. dopo la tabella 7 è inserita la seguente:

“Tabella 8
Fattori percentuali di perdita di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi

Livello di tensione al quale è effettuata la misura dell'energia elettrica	Per clienti finali e per i punti di interconnessione virtuale % (A)	Per imprese distributrici % (B)
380 kV	0.9	0.9
220 kV	2.9	0.9
AT	2.9	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AAT/AT		1.3
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		2.9
- altro		2.1
MT	5.1	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore AT/MT		3.6
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		5.1
- altro		4.4
BT	10.8	
- punto di misura in corrispondenza di un trasformatore MT/BT		7.0
- altro		8.9

2. di modificare a decorrere dall’1 gennaio 2008 la deliberazione n. 205/04, nei termini di seguito indicati:
   a. all’articolo 1, dopo l’alinea “**deliberazione n. 48/04** è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04” è inserito l’alinea “**deliberazione n. 111/06** è l’allegato A alla deliberazione dell’Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente modificato e integrato”
   b. l’articolo 7 è sostituito dal seguente:

“Articolo 7

Saldo netto da CCT e CCC

7.1 Il saldo netto da CCT e CCC, per ciascun mese, è pari alla differenza tra i ricavi e gli oneri derivanti al Gestore della rete in esito alle procedure concorsuali per la cessione dei CCC, alla regolazione dei pagamenti di cui all’articolo 3, comma 3.2 riferiti al medesimo mese, nonché alla applicazione del corrispettivo per l’assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di cui all’Articolo 43 della deliberazione n. 111/06;

7.2 Il saldo netto da CCT e CCC rientra nella determinazione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06."

3. di disporre che Terna suddivida l'ammontare accantonato sino al 31 dicembre 2007 ai sensi dell'articolo 7, comma 7.3, della deliberazione n. 205/04 in 4 parti uguali, ognuna delle quali da portare in diminuzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 per ciascuno dei trimestri dell'anno 2008;
4. di raccomandare a Terna di adottare le azioni necessarie a massimizzare le risorse disponibili nel mercato per il servizio di dispacciamento, anche attraverso l'abilitazione alla partecipazione al medesimo mercato di unità in grado di modulare parzialmente la propria immissione;
5. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
6. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) l'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 come risultante dalle modifiche ed integrazioni di cui al punto 1;
7. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) la nuova versione della deliberazione n. 205/04 risultante dalle modifiche ed integrazioni di cui al punto 2.

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Determinazione della remunerazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica e definizione di meccanismi di premi e penalità ad incentivazione della società Terna S.p.A. nella medesima attività. (Deliberazione n. 351/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge n. 290/03);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005 (di seguito: decreto 20 aprile 2005);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- la deliberazione dell'Autorità 28 ottobre 2005, n. 226/05;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2005, n. 290/05 (di seguito: deliberazione n. 290/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06);
- la deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2007, n. 130/07 (di seguito: deliberazione n. 130/07);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07 (di seguito: deliberazione n. 177/07);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2007, n. 280/07 (di seguito: deliberazione n. 280/07);
- la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 336/07 (di seguito: deliberazione n. 336/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07 (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 350/07;
- il documento per la consultazione "Regolazione dell'attività di dispacciamento dell'energia elettrica sulla base di criteri incentivanti", pubblicato in data 6 dicembre 2007, atto n. 52/07 (di seguito: documento per la consultazione).

Considerato che:

- ai sensi del DPCM 11 maggio 2004 la società Terna – Rete elettrica nazionale S.p.A. (di seguito: Terna) è responsabile del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sull'intero territorio nazionale;
- con la deliberazione n. 111/06 l'Autorità ha disciplinato, ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento di merito economico, articolato nelle seguenti attività:
  a. determinazione delle partite fisiche di competenza dei contratti di acquisto e vendita ai fini dell'immissione o del prelievo di energia elettrica nei diversi cicli esecutivi;
  b. approvvigionamento e fornitura di risorse del sistema elettrico nazionale necessarie a garantire la sicurezza dello stesso e il buon esito dei contratti;
  c. valorizzazione e regolazione dell'energia elettrica oggetto di deviazioni rispetto agli impegni contrattuali;
- ai sensi dell'articolo 37.1 della deliberazione n. 168/03, successivamente sostituito dall'articolo 46 della deliberazione n. 111/06, l'Autorità ha riconosciuto a Terna, fino al 31 dicembre 2007, la remunerazione delle attività necessarie per l'erogazione del servizio di dispacciamento, al netto dei costi legati all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio, a mezzo dell'applicazione di un corrispettivo – indicato come corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna (di seguito: corrispettivo DIS) - applicato alla totale energia prelevata dagli utenti del dispacciamento;
- con la deliberazione n. 290/05 l'Autorità ha inteso avviare un primo procedimento per la rideterminazione dei costi riconosciuti a Terna per l'attività di dispacciamento;
- l'Autorità ha ritenuto opportuno procedere alla revisione complessiva del sistema di remunerazione del servizio di dispacciamento per il periodo 2008-2011 (di seguito: terzo periodo regolatorio) al fine di prevenire effetti distorsivi che potrebbero derivare da una regolazione dell'attività di dispacciamento basata su criteri differenti da quelli utilizzati per la remunerazione dell'attività di trasmissione, al netto dei costi legati all'approvvigionamento delle risorse necessarie per tale servizio che invece sono rinvenienti da dinamiche di mercato.

Considerato, inoltre, che:

- con il documento per la consultazione, l'Autorità ha posto alla valutazione degli operatori i propri intendimenti in merito alla revisione del sistema di remunerazione dell'attività di dispacciamento per gli anni a venire, proponendo in particolare:
  a. la possibilità di armonizzare i criteri alla base della definizione dei costi riconosciuti per l'attività di dispacciamento per il terzo periodo regolatorio con quelli adottati per il medesimo periodo per la definizione dei costi riconosciuti per il servizio di trasmissione;
  b. introdurre nei criteri di cui al precedente alinea una remunerazione incentivante, articolata in base a premi e penalità, in ragione dell'effettivo raggiungimento di alcuni obiettivi specifici nell'ambito dell'attività di dispacciamento;

- in particolare con il documento per la consultazione l'Autorità ha illustrato la possibilità che, in conformità con quanto previsto per il servizio di trasmissione, i costi a remunerazione dell'attività di dispacciamento siano articolati in:
  a. remunerazione del capitale investito netto riconosciuto a fini regolatori (di seguito: CIR);
  b. ammortamenti;
  c. costi operativi (riconducibili in particolare a costi per il personale, costi per materiali e per servizi di terzi, al netto dei costi per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento);
- l'acquisizione da parte di Terna del ramo d'azienda della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. è avvenuta in base ad una specifica previsione di legge contenuta nel decreto 20 aprile 2005 a condizioni economiche indotte dal medesimo provvedimento legislativo;
- ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 il sistema tariffario deve altresì armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse;
- gli operatori che hanno risposto al documento per la consultazione hanno manifestato una generale condivisione della opportunità di adottare criteri analoghi per la determinazione dei costi riconosciuti per l'attività di dispacciamento e per il servizio di trasmissione nell'ambito del terzo periodo regolatorio;
- l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, prevede, per la remunerazione delle reti di trasporto, una simmetrica ripartizione tra utenti ed imprese delle maggiori efficienze realizzate rispetto agli obiettivi definiti con il meccanismo del *price-cap*;
- ai sensi dell'articolo 2, comma 18, della legge n. 481/95, l'Autorità fissa per la determinazione della tariffa con il metodo del *price-cap*, inteso come limite massimo della variazione di prezzo vincolata per un periodo pluriennale, i seguenti parametri:
  - tasso di variazione medio annuo riferito ai dodici mesi precedenti dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'ISTAT;
  - obiettivo di variazione del tasso annuale di produttività, prefissato per un periodo almeno triennale;
- l'articolo 1 quinquies, comma 7, della legge n. 290/03, prevede che la quota parte delle tariffe elettriche per trasporto dell'energia elettrica a copertura della remunerazione del capitale investito sia esclusa dall'applicazione del meccanismo del price-cap;
- l'articolo 18 del TIT, prevede che la quota parte delle tariffe elettriche per trasporto dell'energia elettrica a copertura degli ammortamenti sia esclusa dall'applicazione del meccanismo del *price-cap*;
- l'Autorità con il TIT ha fissato un tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto a fini regolatori pari all'6,9% e un tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto pari al 4,9%.

Considerato, inoltre, che:

- con il documento per la consultazione l'Autorità ha proposto di riconoscere a Terna una remunerazione incentivante basata sul raggiungimento di specifici obiettivi nell'ambito dell'attività di dispacciamento e in particolare:
  a) per il conseguimento di una migliore accuratezza nella previsione oraria del carico del sistema elettrico nazionale;
  b) per la riduzione delle tempistiche e il miglioramento della qualità dell'attività di consuntivazione e fatturazione (di seguito: settlement) delle partite relative agli scambi di energia elettrica nel sistema;
  c) per l'implementazione della nuova struttura del mercato per i servizi di dispacciamento (di seguito: MSD) anche sulla base degli esiti dei gruppi di lavoro attivati dall'Autorità in materia ai sensi della deliberazione n. 165/06;
- per l'accuratezza della previsione oraria di cui alla lettera a) del precedente alinea l'Autorità ha proposto un meccanismo di premio-penalità per ciascun anno del terzo periodo regolatorio basato sul miglioramento della *performance* conseguita da Terna in relazione agli scostamenti misurati su base oraria tra la previsione del carico quotidianamente comunicata da Terna prima della chiusura del mercato del giorno prima e i valori effettivi misurati a consuntivo;
- nella risposta al documento per la consultazione, Terna ha condiviso l'opportunità di un simile meccanismo incentivante, suggerendo di valutare la previsione del carico su base giornaliera anziché oraria, di valorizzare in modo simmetrico premi e penalità per la riduzione o l'aumento degli scostamenti misurati, di introdurre dei tetti massimi asimmetrici in modo da limitare sia il rischio per Terna sia l'eventuale onerosità per il sistema del meccanismo proposto;
- la suddivisione della rete rilevante in zone potrebbe subire delle modifiche nel corso del terzo periodo di regolazione;
- Terna ha, inoltre, avanzato l'ipotesi che l'attività di previsione del carico sia accompagnata dalla previsione delle immissioni degli impianti eolici, proponendo anche per questa attività una remunerazione incentivante sulla base delle prestazioni raggiunte da Terna anche con riferimento a livelli raggiunti da gestori di rete in ambito internazionale;
- gli altri operatori che hanno risposto al documento per la consultazione hanno in genere accolto la possibilità di prevedere una remunerazione incentivante per Terna, lamentando tuttavia la difficoltà a valutare il beneficio per il sistema derivante dal raggiungimento degli obiettivi individuati e in particolare l'esigenza di valutare l'adeguatezza degli obiettivi proposti per l'attività di *settlement* e per l'implementazione del nuovo MSD tenendo conto delle risultanze dei gruppi di lavoro attivati ai sensi della deliberazione n. 165/06;
- l'Autorità, in considerazione dell'incompletezza dei dati acquisiti in sede di istruttoria ai sensi della deliberazione n. 177/07 e della necessità di procedere ad ulteriori analisi ed approfondimenti, ha differito con la deliberazione n. 336/07 il termine di conclusione della medesima istruttoria al 30 giugno 2008.

Considerato, infine, che:

- l'attività di previsione della immissione di energia elettrica in rete da parte degli impianti scarsamente programmabili e/o a produzione intermittente, e l'adeguatezza del livello di riserva di potenza conseguentemente approvvigionata, riveste una notevole importanza nell'ambito del servizio di dispacciamento per il funzionamento in sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- la penetrazione nel sistema nazionale di impianti scarsamente programmabili e di impianti eolici in particolare è prevista in forte espansione nei prossimi anni;
- la possibilità che il soggetto responsabile dell'attività di dispacciamento si possa dotare degli strumenti necessari per effettuare una accurata previsione dell'immissione prevista, anche su diversi orizzonti temporali, da parte degli impianti eolici, è coerente con la finalità di ottimizzazione del servizio e di minimizzazione dei costi complessivi del servizio stesso perseguita dall'Autorità;
- con la deliberazione n. 280/07 l'Autorità ha disposto che il Gestore dei servizi elettrici S.p.A. (di seguito: GSE) si attivi per ottenere una previsione attendibile della produzione degli impianti non programmabili di cui è utente del dispacciamento in immissione ai sensi della deliberazione n. 111/06;
- il GSE è attualmente utente del dispacciamento di molti impianti eolici in esercizio nel sistema nazionale.

Ritenuto che:

- sia opportuno che, a partire dall'anno 2007, con orizzonte su ciascun anno del terzo periodo regolatorio, l'Autorità determini e aggiorni, entro il 31 dicembre dell'anno precedente, i costi riconosciuti ai fini regolatori a remunerazione dell'attività di dispacciamento adottando le modalità previste per il servizio di trasmissione;
- sia opportuno che, nella determinazione dei costi da riconoscere a Terna per l'attività di dispacciamento, l'Autorità valuti, sulla base del raggiungimento da parte della medesima società di obiettivi specifici, l'applicazione di un premio o di una penalità (remunerazione incentivante) da applicare a valere per l'anno successivo;
- sin dall'anno 2008 sia opportuno introdurre un meccanismo incentivante basato sul miglioramento da parte di Terna della propria capacità previsionale del carico registrato nel sistema elettrico nazionale;
- sia opportuno penalizzare Terna in relazione alla previsione del carico solo sulla base dell'eventuale peggioramento della previsione rispetto al valore obiettivo fissato per l'anno 2008;
- sia opportuno prevedere un valore obiettivo di miglioramento utile ai fini del conseguimento del premio decrescente nel corso del terzo periodo regolatorio;
- sia opportuno fissare il livello obiettivo dell'errore di previsione del carico da parte di Terna per l'anno 2008 al valore effettivo del medesimo errore relativo all'anno 2006, unico anno con riferimento al quale sono disponibili dati significativi completi relativi al valore del medesimo errore;
- non sia opportuno introdurre una remunerazione incentivante per Terna in relazione all'attività di *settlement*, anche in considerazione del differimento,

introdotto con la deliberazione n. 336/07, del termine per la conclusione della attività istruttoria di cui alla deliberazione n. 177/07;

- sia opportuno rinviare l'introduzione di una remunerazione incentivante relativa all'implementazione del nuovo MSD solo una volta definita, anche sulla base dell'attività dei gruppi di lavoro avviati ai sensi della deliberazione n. 165/06, la nuova architettura da conferire a questo mercato;
- sia opportuno introdurre, unitamente all'obiettivo di miglioramento per la previsione del carico, anche un meccanismo che incentivi Terna alla corretta previsione dell'immissione degli impianti eolici basato sui medesimi principi;
- sia opportuno valutare, nell'ambito della revisione del mercato per il servizio di dispacciamento avviata con la deliberazione n. 165/06, la necessità che il meccanismo di cui al precedente alinea sia accompagnato da un adeguato sistema di premi-penalità che incentivi gli utenti del dispacciamento degli impianti eolici alla corretta dichiarazione della disponibilità, su base giornaliera, dei medesimi impianti;
- sia opportuno che i premi e le penalità siano determinati con riferimento alla previsione oraria del fabbisogno e, in prima applicazione, con riferimento al fabbisogno complessivo nazionale;
- sia opportuno prevedere che Terna si coordini con il GSE per le attività di previsione dell'immissione degli impianti eolici;
- sia necessario che l'Autorità effettui ulteriori valutazioni in relazione all'opportunità di estendere il meccanismo anche agli impianti di produzione da fonte eolica non rilevanti e ad altre tipologie di impianti di produzione

DELIBERA

1. di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento valgono, in quanto applicabili, le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato e le seguenti:

a) **TIT** è il testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica contenuto nell'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007 n. 348/07;

b) ***DIS*** è il corrispettivo unitario di cui all'articolo 46 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06, riportato nella tabella 9 del medesimo allegato;

c) **GSE** è il Gestore dei servizi elettrici S.p.A.

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce il corrispettivo a copertura dei costi per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento di cui all'articolo 46 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2008 e le modalità per il suo aggiornamento per i successivi tre anni.

2.2 Il presente provvedimento definisce altresì i premi e le penalità applicabili a Terna nell'ambito dell'attività di dispacciamento con riferimento alla previsione del fabbisogno di energia elettrica ed alla previsione dell'energia immessa in rete dalle unità di produzione rilevanti alimentate da fonte eolica.

Articolo 3
Determinazione del corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna

3.1 Il corrispettivo *DIS* è pari, per l'anno 2008, a 0,013 centesimi di euro/kWh.

3.2 Il corrispettivo *DIS* viene aggiornato dall'Autorità annualmente con i medesimi criteri e modalità previste per la componente *CTR* all'articolo 18 del TIT, ad eccezione di quanto previsto ai commi 3.3 e 3.4 e all'articolo 6 del presente provvedimento.

3.3 Per il periodo 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti applicato alla quota parte del corrispettivo *DIS* a copertura dei costi operativi, è fissato pari al 1,1 %.

3.4 Per il periodo 1 gennaio 2008 – 31 dicembre 2011, all'aggiornamento della quota parte del corrispettivo *DIS* a copertura dei costi relativi alla remunerazione del capitale investito corrispondente agli oneri di acquisizione da parte di Terna del ramo d'azienda della società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A. non si applica il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Articolo 4
Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di previsione del fabbisogno

4.1 Terna ha diritto a ricevere per ciascun anno compreso tra il 2008 e il 2011 un premio per l'attività di previsione del fabbisogno determinato dalla seguente formula:

$$BF_i = \min\left[BFU \cdot \max\left(0; EFO_i - EFE_i\right); BFMAX\right]$$

dove:

i indica l'i-esimo anno compreso tra il 2008 e il 2011;

BFU è il premio unitario pari a 3 €/MWh;

EFO_i è il valore obiettivo dell'errore di previsione del fabbisogno, determinato con le medesime modalità utilizzate per la determinazione del parametro EFE_i, e pari:

- per l'anno 2008 all'errore di previsione del fabbisogno relativo al periodo compreso tra l'1 gennaio 2006 e il 31 dicembre 2006;
- per gli anni 2009, 2010 e 2011 a:
  $EFO_i = \min[EFO_{i-1}; EFO_{i-1} - 0{,}25 \cdot (EFO_{i-1} - EFE_{i-1})]$;

EFE_i è l'errore di previsione del fabbisogno relativo all'anno *i*-esimo, determinato come somma dei valori assoluti della differenza, determinata per ciascuna ora, tra:

i) la previsione di carico utilizzata da Terna ai sensi dell'articolo 70 della deliberazione n. 111/06 e per l'approvvigionamento delle risorse per il servizio di dispacciamento e comunicata da Terna al Gestore del mercato ai sensi del comma 36.1, lettera d), della Disciplina del mercato, come pubblicata dal medesimo Gestore;

ii) l'energia elettrica complessivamente immessa nel sistema elettrico corretta per tenere conto delle perdite ai sensi dell'articolo 12 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06;

BFMAX è il massimo valore del premio annuale, fissato pari a 5 milioni di euro.

4.2 Terna ha l'obbligo di pagare per ciascun anno compreso tra il 2008 e il 2011 una penalità per l'attività di previsione del fabbisogno determinata dalla seguente formula:

$$MF_i = \min[MFU \cdot \max(0; EFE_i - EFO_{2008}); MFMAX]$$

dove:

MFU è la penalità unitaria pari a 3 €/MWh;

MFMAX è il massimo valore della penalità annuale, fissato pari a 2,5 milioni di euro;

e i rimanenti parametri hanno il significato definito al comma 4.1.

Articolo 5

Determinazione dei premi e delle penalità per l'attività di previsione della produzione da fonte eolica

5.1 Terna ha diritto a ricevere per ciascun anno compreso tra il 2008 e il 2011 un premio per l'attività di previsione della produzione da fonte eolica determinato dalla seguente formula:

$$BE_i = \min[BEU \cdot \max(0; QEE_i \cdot EEO\%_i - EEE_i); BEMAX]$$

dove:

i indica l'*i*-esimo anno compreso tra il 2008 e il 2011;

BEU è il premio unitario pari a 3 €/MWh;

QEE_i è l'energia elettrica complessivamente immessa, nell'anno *i*-esimo, nel sistema elettrico dagli impianti di produzione da fonte eolica rilevanti, corretta per tenere conto delle perdite ai sensi dell'articolo 12 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06;

$EEO\%_i$ è il valore obiettivo dell'errore percentuale di previsione della produzione da fonte eolica pari:

- per l'anno 2008 al 50%;
- per gli anni 2009, 2010 e 2011 a:

$$EEO\%_i = \min\left[EEO\%_{i-1}; EEO\%_{i-1} - 0{,}3 \cdot \left(EEO\%_{i-1} - \frac{EEE_{i-1}}{QEE_{i-1}}\right)\right];$$

EEE_i è l'errore di previsione della produzione da fonte eolica relativo all'anno *i*-esimo, determinato come la somma dei valori assoluti della differenza, determinata per ciascuna ora, tra:

i) la previsione dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico dagli impianti di produzione da fonte eolica rilevanti comunicata da Terna all'Autorità ai sensi del comma 5.3;

ii) l'energia elettrica complessivamente immessa nel sistema elettrico dagli impianti di produzione da fonte eolica rilevanti, corretta per tenere conto delle perdite ai sensi dell'articolo 12 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06;

BEMAX è il massimo valore del premio annuale, fissato pari a 3 milioni di euro.

5.2 Terna ha l'obbligo di pagare per ciascun anno compreso tra il 2008 e il 2011 una penalità per l'attività di previsione della produzione da fonte eolica determinata dalla seguente formula:

$$M_i = \min\left[MU \cdot \max\left(0; EEE_i - QEE_i \cdot 0{,}6\right); MEMAX\right]$$

dove:

MU è la penalità unitaria pari a 3 €/MWh;

MEMAX è il massimo valore della penalità annuale, fissata pari a 1,5 milioni di euro;

e i rimanenti parametri hanno il significato definito al comma 5.1.

5.3 Terna si coordina con il GSE per la predisposizione dei sistemi per la previsione della produzione da fonte eolica.

5.4 Terna, entro le ore 22:00 di ciascun giorno, a partire dal 31 dicembre 2007, invia all'Autorità e pubblica la previsione oraria relativa al giorno successivo dell'energia elettrica immessa nel sistema elettrico dagli impianti di produzione da fonte eolica rilevanti.

Articolo 6

Modalità di determinazione di riconoscimento dei premi e delle penalità

6.1 Terna comunica all'Autorità entro il 31 marzo di ciascun anno a partire dal 2009 gli importi dei premi e delle penalità di cui agli articoli 4 e 5, unitamente ai dati elementari necessari alla loro determinazione.

6.2 L'Autorità procede a riconoscere i premi ovvero a riscuotere le penali di cui agli articoli 4 e 5 attraverso la rideterminazione del corrispettivo *DIS* relativamente all'anno successivo a quello in cui viene effettuata la comunicazione di cui al comma 6.1.

2. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela: aggiornamento per il 1º trimestre 2008 dei corrispettivi PED (Prezzi Energia e Dispacciamento). (Deliberazione n. 352/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione con modifiche del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/07);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive 19 dicembre 2003, recante assunzione della titolarità delle funzioni di garante della fornitura dei clienti vincolati da parte della società Acquirente Unico S.p.A. e direttive alla medesima società;
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005, recante aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 novembre 2007, recante determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l'anno 2008, dell'energia elettrica di cui all'art. 3, comma 12, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, da parte del Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. (di seguito: GSE);
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 18 dicembre 2007, recante determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica per l'anno 2008 e direttive all'Acquirente Unico S.p.A. in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2008.

Viste:

- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 dicembre 2005, n. 299/05 (di seguito: deliberazione n. 299/05);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e, in particolare l'Allegato A, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 111/06);

- la deliberazione dell'Autorità del 27 luglio 2006, n. 165/06 (di seguito: deliberazione n. 165/06);
- la deliberazione dell'Autorità del 29 dicembre 2006, n. 321/06 (di seguito: deliberazione n. 321/06);
- la deliberazione dell'Autorità del 9 maggio 2007, n. 110/07 (di seguito: deliberazione n. 110/07);
- la deliberazione dell'Autorità 22 giugno 2007, n. 140/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07), e, in particolare, il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con la medesima deliberazione, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 16 luglio 2007, n. 177/07;
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 237/07 (di seguito: deliberazione n. 237/07);
- le deliberazioni dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 159/07 e 27 settembre 2007, n. 238/07;
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2007, n. 329/07;
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 331/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 349/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 350/07 (di seguito: deliberazione n. 350/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 351/07;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007, atto n. 55/07, "Servizio di maggior tutela: criteri per l'aggiornamento delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica (di seguito: documento per la consultazione 18 dicembre 2007).

Visti:

- la comunicazione della società Acquirente Unico S.p.A. (di seguito: l'Acquirente Unico) del 20 settembre 2007, prot. Autorità n. 25557 del 24 settembre 2007;
- la nota dell'Autorità all'Acquirente Unico in data 31 ottobre 2007, prot. GB/M07/5186/ELT/MRT/iv;
- la comunicazione dell'Acquirente Unico del 13 novembre 2007, prot. Autorità n. 30760 del 15 novembre 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente Unico del 20 novembre 2007, prot. Autorità n. 31039, del 20 novembre 2007 (di seguito: comunicazione 20 novembre 2007);
- la comunicazione dell'Acquirente Unico del 12 dicembre 2007, prot. Autorità n. 33902 del 27 dicembre 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente Unico del 12 dicembre 2007, prot. Autorità n. 33906 del 27 dicembre 2007;
- la comunicazione di Terna S.p.A. (di seguito: Terna) del 18 dicembre 2007, prot. Autorità n. 33597 del 20 dicembre 2007;
- la comunicazione dell'Acquirente Unico del 20 dicembre 2007, prot. Autorità n. 33907 del 27 dicembre 2007.

Considerato che:

- il TIV definisce disposizioni in materia di servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia, in attuazione di quanto previsto dalla legge n. 125/07;
- l'articolo 5 del TIV individua i clienti che possono essere ammessi all'erogazione del servizio di maggior tutela;
- ai sensi dell'articolo 7 del TIV il servizio di maggior tutela, tra l'altro, prevede l'applicazione di:
    a) corrispettivo PED;
    b) corrispettivo PPE;
    c) componente UC1;

  aggiornati e pubblicati trimestralmente dell'Autorità;
- il corrispettivo PED è determinato coerentemente con la finalità di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela per l'approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai propri clienti cui è effettivamente erogato tale servizio;
- gli elementi PE e PD della componente PED sono fissati, in ciascun trimestre, in modo tale da coprire i costi sostenuti o che si stima saranno sostenuti dall'Acquirente Unico rispettivamente per l'acquisto e il dispacciamento dell'energia elettrica destinata alla maggior tutela;
- il comma 13.2, lettera a) del TIV prevede che, ai fini delle determinazioni di cui al precedente alinea, l'Acquirente Unico invii all'Autorità la stima dei propri costi unitari di approvvigionamento relativi all'anno solare;
- ai sensi del comma 13.2, lettera c) del TIV, l'Acquirente Unico è tenuto a comunicare all'Autorità, successivamente all'1 luglio 2007, la differenza tra la stima dei costi di approvvigionamento comunicati nel trimestre precedente e i costi effettivi di approvvigionamento sostenuti nel medesimo periodo;
- relativamente ai mesi da gennaio a novembre 2007, sulla base dei valori pubblicati dall'Acquirente Unico, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente Unico per l'acquisto di energia elettrica, incluso lo sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 per la quota parte valorizzata al prezzo di acquisto nel mercato del giorno prima, siano complessivamente superiori ai costi stimati, a partire dai dati a suo tempo comunicati dall'Acquirente Unico, ai fini della determinazione dell'elemento PC per il primo semestre 2007 e dell'elemento PE nel secondo semestre 2007 per un importo residuo pari a circa 146 milioni di euro;
- relativamente ai mesi da gennaio a novembre 2007, sulla base dei valori pubblicati dall'Acquirente Unico e da Terna, si evidenzia come i costi effettivamente sostenuti dal medesimo Acquirente Unico in qualità di utente del dispacciamento, inclusa la quota di sbilanciamento di cui alla deliberazione n. 111/06 ulteriore rispetto a quella valorizzata al prezzo del mercato del giorno prima, siano complessivamente superiori ai costi stimati ai fini della determinazione dell'elemento OD nel primo semestre 2007 e dell'elemento PD nel secondo semestre 2007, a partire dai dati a suo tempo comunicati dall'Acquirente Unico, per un importo residuo pari a circa 91 milioni di euro;

- il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante (effettuata dall'Autorità nei trimestri precedenti) ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nel periodo gennaio - dicembre 2007 deve essere recuperato tramite il sistema di perequazione dei costi di acquisto per il medesimo anno;
- la quantificazione definitiva degli oneri in capo al Conto per la perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato per l'anno 2006, finanziato dalla componente UC1, non è ancora disponibile;
- gli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato relativi agli anni 2004 e 2005, nonché gli squilibri residui del sistema di perequazione dei medesimi costi relativi all'anno 2006 finora quantificabili, sono stati interamente recuperati;
- sulla base delle informazioni rese disponibili da Terna, si evidenzia che il costo effettivamente sostenuto per l'anno 2007 dall'Acquirente Unico connesso al corrispettivo unitario per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento di cui all'articolo 44 della deliberazione n. 111/06 (di seguito: *uplift*) è stato più alto delle previsioni formulate con riferimento al medesimo periodo;
- in base alla deliberazione n. 350/07, Terna utilizza il saldo netto delle partite economiche relative all'applicazione dei corrispettivi per la capacità di trasporto nell'anno 2006 e, in via preliminare, per il 2007 (di seguito: CCT), nonché, per il medesimo periodo, quello relativo a coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto e alle coperture, assegnate da Terna, dal rischio associato ai differenziali di prezzo tra la zona virtuale che caratterizza ciascuna frontiera elettrica e la zona adiacente alle predetta zona virtuale (di seguito: saldo netto CCC/CCCI) a riduzione dell'*uplift*;
- in base al punto 6 della deliberazione n. 110/07, l'Autorità aggiorna e pubblica, contestualmente agli aggiornamenti trimestrali, i valori di spesa annua, calcolata per livelli di consumo e di potenza prestabiliti derivante dall'applicazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela;
- con deliberazione n. 237/07 sono state introdotte condizioni di vendita di tipo biorario per i clienti in maggior tutela.

Considerato, inoltre, che:

- la legge n. 125/07 stabilisce che l'Autorità definisca, oltre alle condizioni economiche del servizio di maggior tutela, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica ai clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela stabiliti in base ai costi effettivi del servizio;
- l'articolo 9 del TIV prevede che l'Autorità definisca, entro la fine del trimestre successivo al termine di ciascun trimestre, i prezzi di riferimento per ciascuna tipologia contrattuale corrispondente a clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela; e che tali prezzi di riferimento siano fissati pari alla media trimestrale del prezzo di cessione praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela determinata tenendo conto della domanda relativa a ciascuna tipologia contrattuale corrispondente a clienti finali aventi diritto al servizio di maggior tutela;
- le modalità di calcolo dei prezzi di riferimento illustrate al precedente alinea sono coerenti con le modalità attualmente in vigore per la determinazione e l'aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela;

- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007 propone nuovi criteri per il calcolo e l'aggiornamento delle predette condizioni economiche, prevedendo tra l'altro di effettuare a partire dal mese di marzo 2008 l'aggiornamento delle medesime condizioni con cadenza quadrimestrale;
- il documento per la consultazione 18 dicembre 2007 propone, altresì, nuove modalità per la determinazione degli importi da recuperare a seguito delle differenze tra costi di approvvigionamento e ricavi da vendita dell'energia elettrica; e che tali modalità di recupero sono invece invariate con riferimento ai due semestri dell'anno 2007.

Ritenuto opportuno:

- modificare in aumento la stima del costo medio annuo di acquisto dell'energia elettrica dell'Acquirente Unico rispetto al quarto trimestre dell'anno 2007, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PE;
- modificare in diminuzione la stima del costo medio annuo di dispacciamento dell'energia elettrica dell'Acquirente Unico rispetto al quarto trimestre dell'anno 2007, adeguando conseguentemente il valore dell'elemento PD;
- prevedere che il differenziale residuo emerso dal confronto della valorizzazione ex ante ed ex post dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nel periodo gennaio - dicembre 2007 sia recuperato tramite la componente UC1; pertanto rivedere ribasso il livello della componente UC1, dimensionandola con l'obiettivo di coprire entro la fine dell'anno 2008 gli oneri in capo al Conto UC1 relativi all'anno 2007 con la conseguente estinzione della medesima componente, salvo necessità di ulteriori recuperi di competenza del mercato vincolato;
- sottoporre ad un attento monitoraggio, anche sulla base degli elementi che emergeranno dal gruppo di lavoro istituito ai sensi della deliberazione n. 165/06, gli esiti del mercato del servizio di dispacciamento ai fini di verificare se eventuali incrementi degli oneri relativi al medesimo servizio siano ascrivibili a problemi strutturali legati alla scarsa concorrenzialità di tale mercato e, conseguentemente, di mettere allo studio misure adeguate per incrementarne l'efficienza e per contenere gli oneri da esso derivanti;
- quantificare in via preliminare i costi riconosciuti all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell' energia elettrica per il mercato di maggior tutela nell'anno 2008 a un livello pari a 8,8 milioni di euro, sulla base delle informazioni patrimoniali ed economiche relative al pre-consuntivo 2007 inviate dall'Acquirente unico con comunicazione 20 novembre 2007;
- sospendere i termini previsti dall'articolo 9 del TIV inerenti la definizione dei prezzi di riferimento, affinché la metodologia di calcolo dei medesimi prezzi possa tener conto dei nuovi criteri adottati per la determinazione delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela e conseguentemente i prezzi di riferimento siano basati sui costi effettivi del servizio

DELIBERA

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV.

Articolo 2

Fissazione delle condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

2.1 I valori dell'elemento PE e dell'elemento PD, per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2008 sono fissati nelle tabelle 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2 e 2.3 allegate al presente provvedimento.

2.2 I valori del corrispettivo PED per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2008 sono fissati nelle tabelle 3.1, 3.2 e 3.3 allegate al presente provvedimento.

Articolo 3

Aggiornamento della componente UC1

3.1 I valori della componente UC1, per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2007 sono fissati come indicato nelle tabelle 4.1 e 4.2 allegate al presente provvedimento.

Articolo 4

Corrispettivo riconosciuto all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica

4.1 Con riferimento all'anno 2008, il corrispettivo riconosciuto a titolo di acconto all'Acquirente Unico per l'attività di acquisto e vendita dell'energia elettrica per il servizio di maggior tutela è pari a 8.800.000 (ottomilioniottocentomila) euro.

Articolo 5

Modifiche al TIV

5.1 Il TIV è modificato nei termini di seguito indicati:

a. all'articolo 1, dopo la definizione di "esercente la salvaguardia" è inserita la seguente definizione:
"**fasce orarie** sono le fasce orarie definite nella tabella 6";

b. all'articolo 1, la definizione di "componente UC1" è sostituita dalla seguente definizione:
"**componente UC1** è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato fino al 30 giugno 2007 e dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007";

c. all'articolo 1, la definizione di "corrispettivo PPE (prezzo perequazione energia)" è sostituita dalla seguente definizione:
"corrispettivo PPE (prezzo perequazione energia) è il corrispettivo, espresso in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica destinata al servizio di maggior tutela a partire dall'1 gennaio 2008".

Articolo 6
Disposizioni transitorie e finali

6.1 La tabella di cui all'Allegato C della deliberazione n. 110/07, per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2008 è sostituita con la tabella 5 allegata al presente provvedimento.
6.2 I termini previsti dall'articolo 9 del TIV sono sospesi fino a successivo provvedimento.
6.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dall'1 gennaio 2008.

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

Tabella 1.1: Elemento PE per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	8,69
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,05
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	9,46

Tabella 1.2: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	12,54	9,06	5,52
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	12,54	9,06	5,52

Tabella 1.3: Elemento PE per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PE (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	12,31	6,88
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	12,54	7,09

Tabella 2.1: Elemento PD per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,72
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,72
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,72

Tabella 2.2: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,68	0,68	0,68
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,68	0,68	0,68

Tabella 2.3: Elemento PD per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PD (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	0,72	0,72
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	0,68	0,68

Tabella 3.1 Corrispettivo PED per i clienti finali non dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	9,41
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	7,77
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	10,18

Tabella 3.2: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)		
		F1	F2	F3
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	13,22	9,74	6,20
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,22	9,74	6,20

Tabella 3.3: Corrispettivo PED per i clienti finali dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1 e F23

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		PED (centesimi di euro/kWh)	
		F1	F23
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	13,03	7,60
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	13,22	7,77

Tabella 4.1: Componente UC1

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT		UC1	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,29
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW		
	per consumi annui fino a 1800 kWh		
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh		
	per consumi annui oltre 3540 kWh		
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti		
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,29
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione		
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,29
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,29

Tabella 4.2: Componente UC1 per i soggetti di cui al c

	UC1
	(centesimi di euro/kWh)
Alluminio primario	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00

Tabella 5: Stima della spesa annua escluse le imposte per clienti finali domestici in base alle tariffe o condizioni economiche di riferimento dell'Autorità (valori espressi in euro)

Consumo annuo (kWh)	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione di residenza	Cliente con potenza impegnata 3 kW - contratto per abitazione non di residenza	Cliente con potenza impegnata 4,5 kW
1.200	148,37	284,58	306,55
2.700	382,89	540,24	562,21
3.500	591,38	676,59	698,56
4.500	841,07	847,03	869,00
7.500	1.352,39	1.358,35	1.380,32

Spesa annua calcolata sulla base dei corrispettivi aggiornati al 1° trimestre 2008

DELIBERAZIONE 29 dicembre 2007.

Aggiornamento delle componenti tarriffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico, di ulteriori compomenti e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. (Deliberazione n. 353/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 dicembre 2007

Visti:

- il Trattato istitutivo della Comunità Europea, nella versione consolidata 2002/C325/01 (di seguito: il Trattato);
- il regolamento (CE) n. 659/99 del Consiglio del 22 marzo 1999, recante modalità di applicazione dell'articolo 88 del Trattato (di seguito: regolamento n. 659/99);
- il regolamento (CE) n. 794/04 della Commissione europea, del 21 aprile 2004, recante disposizioni di esecuzione del regolamento n. 659/99;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 17 aprile 2003, n. 83 di conversione, con modifiche, del decreto legge 18 febbraio 2003, n. 25 (di seguito: legge n. 83/03);
- la legge 24 dicembre 2003, n. 368, di conversione del decreto legge 14 novembre 2003, n. 314 (di seguito: legge n. 368/03);
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 14 maggio 2005, n. 80 di conversione, con modifiche, del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35 (di seguito: legge n. 80/05);
- la legge 30 dicembre 2004, n. 311 (di seguito: legge Finanziaria 2005);
- la legge 23 dicembre 2005, n. 266 (di seguito: legge Finanziaria 2006);
- la decisione della Commissione Europea C (2006) 3225 def;
- la decisione della Commissione Europea C (2007) 5400 del 20 novembre 2007 (di seguito: la decisione C (2007) 5400);
- il decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 19 dicembre 1995;
- la deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2002, n. 227/02;
- la deliberazione dell'Autorità 5 febbraio 2004, n. 8/04;
- la deliberazione dell'Autorità 9 agosto 2004, n. 148/04;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 22 dicembre 2004, n. 231/04, recante istituzione di una componente a copertura degli oneri derivanti dalle misure di compensazione territoriale di cui all'articolo 4 della legge 24 dicembre 2003, n. 368, e misure attuative;

- la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, 34/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 30 marzo 2005, n. 54/05;
- la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2005, n. 144/05;
- la deliberazione dell'Autorità 14 settembre 2005, n. 188/05 come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 13 ottobre 2005, n. 217/05, come successivamente modificata dalla deliberazione dell'Autorità 23 dicembre 2005, n. 286/05 e dalla
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05 come successivamente modificata e integrata;
- deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2006, n. 128/06;
- la deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2006, n. 40/06;
- la deliberazione dell'Autorità 4 agosto 2006, n. 190/06, come successivamente modificata dalla la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 319/06 e dalla deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 145/07;
- la deliberazione dell'Autorità 22 settembre 2006, n. 203/06 (di seguito: deliberazione n. 203/06);
- la deliberazione dell'Autorità 15 novembre 2006, 249/06;
- la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 318/06;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2006, n. 321/06 (di seguito: deliberazione n. 321/06);
- la deliberazione dell'Autorità del 24 aprile 2007, n. 97/07;
- la deliberazione dell'Autorità 13 giugno 2007, n. 135/07 (di seguito: deliberazione n. 135/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 (di seguito: deliberazione n. 156/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione n. 156/07 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 4 luglio 2007, n. 167/07;
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2007, n. 206/07 (di seguito: deliberazione n. 206/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2007, n. 238/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07 (di seguito: Testo integrato);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 352/07.

Viste:

- la lettera della società Sogin S.p.A. (di seguito: Sogin) , prot. n. 0031955 del 31 ottobre 2007, ricevuta in data 6 novembre 2007, prot. n. 029935 (di seguito: lettera 31 ottobre 2007);
- la comunicazione del Ministero dello Sviluppo Economico, prot. n. 0019809 del 26 novembre 2007, ricevuta in data 4 dicembre 2007, prot. n. 32233;

- la comunicazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: la Cassa), prot. n. 002179 del 19 dicembre 2007, ricevuta in data 21 dicembre 2007, prot. n. 033700 (di seguito: lettera 19 dicembre 2007);

Considerato che
- l'aliquota vigente della componente A2, di cui al comma 45.2, lettera a) del Testo integrato, il cui gettito è destinato al conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui al comma 54.1, lettera a), è in grado di garantire, oltre alla copertura degli oneri imposti dall'articolo 1, comma 298, della legge Finanziaria 2005 e dall'articolo 1, comma 493, della legge Finanziaria 2006, solo le risorse per l'ordinario svolgimento delle attività di Sogin;
- con la lettera 31 ottobre 2007 la Sogin ha comunicato che nell'anno 2008 dovranno essere sostenute spese straordinarie per il riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato, con conseguente significativo incremento delle esigenze finanziarie.

Considerato che:
- la deliberazione n. 348/07 proroga al 31 marzo 2008 la revisione delle deroghe alla disciplina delle componenti tariffarie A2, A3, A4 e A5;
- l'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 proroga a tutto l'anno 2010, alle condizioni tariffarie vigenti al 31 dicembre 2004, le condizioni tariffarie favorevoli per le forniture di energia elettrica di cui all'articolo 1, al comma 1, lettera c), della legge n. 83/03;
- la variazione registrata dagli indici delle borse dell'energia elettrica di Amsterdam e di Francoforte nel periodo dicembre 2006-novembre 2007, rispetto ai dodici mesi precedenti, è risultata negativa;
- la Commissione europea, con Decisione C (2006) 3225 def, ha avviato la procedura di indagine formale in merito alla proroga fino al 31 dicembre 2010 dei regimi tariffari speciali per la fornitura di energia elettrica, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05;
- con la decisione C (2007) 5400, la Commissione europea ha ritenuto incompatibile con le norme del Trattato la misura di proroga del regime tariffario speciale esistente per la società Terni e sue aventi causa, di cui all'articolo 11, comma 11, della legge n. 80/05 ed ha imposto il recupero delle somme eventualmente erogate, a tale titolo, nel corso degli anni 2005, 2006 e 2007;
- le aliquote vigenti della componente A6 sono state dimensionate per garantire la restituzione delle somme anticipate da altri conti di gestione al Conto di cui al comma 54.1, lettera e) del Testo integrato, finanziato dalla medesima componente A6 (di seguito: conto A6);
- con la lettera 19 dicembre 2007 la Cassa ha comunicato che il conto A6 ha soddisfatto l'onere 2006 in scadenza nel 2007 e assicurato i reintegri delle anticipazioni ricevute, e che le esigenze di copertura degli oneri residui sembrano ampiamente garantite;
- l'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 prevede che l'ammontare complessivo annuo delle misure di compensazione territoriale sia definito mediante la determinazione di un'aliquota della componente della tariffa elettrica pari a 0,015 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, con aggiornamento annuale sulla base degli indici Istat dei prezzi al consumo;

- con deliberazione n. 321/06 l'Autorità ha aggiornato per l'anno 2007 l'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03, fissandola pari a 0,0159 centesimi di euro/kWh e il valore della componente MCT per l'anno 2007 pari a 0,02 centesimi di euro/kWh;
- il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, come rilevato dall'Istat, per il periodo dicembre 2006 - novembre 2007 rispetto ai dodici mesi precedenti, è stato accertato nella misura pari all' 1,6%.

Considerato che:

- i costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio sono coperti tramite l'applicazione della componente UC6;
- dai dati di qualità disponibili si può prevedere un ulteriore miglioramento della qualità del servizio per l'anno 2007;
- a far data dall'1 gennaio 2008, il Conto finanziato dalla componente UC3 è destinato anche alla copertura del meccanismo di promozione delle aggregazioni e dell'integrazione dei ricavi di cui agli articoli 43 e 44 del Testo integrato.

Considerato che:

- il comma 74.4 del Testo integrato prevede che a ciascun cliente finale, ammesso a beneficiare di regimi tariffari speciali ai sensi delle disposizioni dei commi 74.1 e 74.2 del medesimo Testo integrato, sia versata una componente tariffaria compensativa pari alla differenza tra:
    a) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione delle condizioni tariffarie agevolate previste per tali clienti dalla normativa vigente, al netto delle imposte e delle componenti inglobate nella parte A della tariffa;
    b) gli addebiti che deriverebbero dall'applicazione a tale cliente dei corrispettivi previsti per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita, al netto delle componenti tariffarie A e UC;
- il comma 74.5 del Testo integrato prevede che il corrispettivo relativo al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) sia fissato in via amministrativa dall'Autorità ed aggiornato trimestralmente.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in aumento l'aliquota della componente tariffaria A2;
- in relazione alle esigenze finanziarie straordinarie connesse al riprocessamento all'estero del combustibile nucleare irraggiato, dare mandato alla Cassa di provvedere, entro il 15 gennaio 2008, all'erogazione alla Sogin di 100 milioni di euro a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui all'articolo 55 del Testo integrato.

Ritenuto opportuno:

- confermare per l'anno 2008, ai sensi del comma 74.9 del Testo integrato, le condizioni tariffarie agevolate di cui comma 74.4 del medesimo Testo integrato già applicate nell'anno 2007;
- adeguare in diminuzione l'aliquota della componente tariffaria A4, senza tuttavia tenere in considerazione il recupero delle somme eventualmente già erogate alla società Terni e sue aventi causa, demandando tale considerazione al termine del computo definitivo di tali partite e una volta stabilite le modalità di recupero.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in diminuzione l'aliquota della componente tariffaria A6.

Ritenuto opportuno:

- fissare, per l'anno 2008, il valore dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis, della legge n. 368/03 pari a 0,0162 centesimi di euro per ogni chilowattora consumato, per tener conto dell'aggiornamento annuale dell'indice Istat dei prezzi al consumo cui è soggetto;
- confermare il valore della componente MCT per il primo trimestre dell'anno 2008 pari a 0,02 centesimi di euro/kWh.

Ritenuto opportuno:

- adeguare in aumento il valore della componente tariffaria UC3;
- disporre per l'anno 2008 la conferma della componente tariffaria UC6 a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio, in coerenza con la stima degli incentivi che dovranno essere erogati in relazione ai previsti miglioramenti della continuità del servizio rispetto ai livelli tendenziali fissati dall'Autorità relativamente all'anno 2007, prevedendo un obiettivo di raccolta di fondi per l'anno 2008 pari a circa 195 milioni di euro immutata rispetto a quanto disposto con la deliberazione n. 203/06.

Ritenuto opportuno:

- prevedere che per il trimestre gennaio – marzo 2008 gli addebiti per la parte riferita al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) del Testo integrato siano calcolati con riferimento ai corrispettivi per la vendita dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato in vigore al 30 giugno 2007, aggiornati coerentemente con le variazioni delle condizioni economiche per l'approvvigionamento dell'energia elettrica che si applicano ai clienti ammessi al servizio di maggior tutela

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni urgenti alla Cassa

1.1. La Cassa, entro il 15 gennaio 2008, provvede all'erogazione di 100 milioni di euro alla Sogin a valere sul Conto per il finanziamento delle attività nucleari residue, di cui all'articolo 55 del Testo integrato.

Articolo 2
Aggiornamento delle condizioni tariffarie agevolate di cui al comma 74.9 del Testo integrato

2.1. Ai sensi delle disposizioni di cui al comma 74.9 del Testo integrato sono confermate le condizioni tariffarie agevolate di cui comma 74.4 del Testo integrato del medesimo Testo integrato già applicate nell'anno 2007.

Articolo 3
Aggiornamento dell'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03 per l'anno 2008

3.1. Per l'anno 2008, l'aliquota di cui all'articolo 4, comma 1-bis della legge n. 368/03, è pari a 0,0162 centesimi di euro/kWh.

Articolo 4
Aggiornamento delle componenti tariffarie

4.1. I valori delle componenti tariffarie A, UC ed MCT, per il primo trimestre (gennaio - marzo) 2008, sono fissati come indicato nelle tabelle 1, 2, 3 e 4 allegate al presente provvedimento.

Articolo 5
Disposizioni in materia di regimi tariffari speciali

5.1 Per il primo trimestre (gennaio – marzo) 2008, ai fini del computo della componente compensativa prevista dal comma 74.4 del Testo integrato, i corrispettivi relativi al servizio di vendita di cui al comma 74.4, lettera b) sono pari ai corrispettivi in vigore al 30 giugno 2007 aggiornati, limitatamente alle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica e dei servizi di dispacciamento, espresse in centesimi di euro/kWh, tramite i coefficienti correttivi fissati nella tabella 5 allegata al presente provvedimento.

Articolo 6
Disposizioni finali

6.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dall'1 gennaio 2008.

Milano, 29 dicembre 2007

Il presidente: ORTIS

Tabella 1 Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato	A2			A3					A4			A5		
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	*centesimi di euro/kWh*		*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*centesimi di euro/kWh*		*centesimi di euro/kWh*		*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*centesimi di euro/kWh*		*centesimi di euro/punto di prelievo per anno*	*centesimi di euro/kWh*	
		per consumi mensili nei limiti di 8 GWh	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh*		*per consumi mensili nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh*	*per consumi mensili nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh*		*per consumi mensili nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh*		*per consumi mensili nei limiti di 8 GWh*	*per consumi mensili in eccesso a 8 GWh*
				Aliquota complessiva			*Quota parte di cui al comma 47.3 del Testo integrato*							
lettera a) Utenza domestica in bassa tensione														
di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW														
per consumi annui fino a 1800 kWh	-	0,11		-	0,40		*0,03*		-	0,04		-	0,01	
per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh	-	0,66		-	2,34		*0,03*		-	0,24		-	0,07	
per consumi annui oltre 3540 kWh	-	0,39			1,38		*0,03*		-	0,14		-	0,04	
di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti	-	0,39		-	1,38		*0,03*		-	0,14		-	0,04	
lettera b) Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,21	0,21	-	1,35	1,35	*0,03*	*0,03*	-	0,22	0,22	-	0,02	0,02
lettera c) Altre utenze in bassa tensione														
di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,30	-	-	1,07	-	*0,03*	-	-	0,22	-	-	0,03	-
di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	371,85	0,15	0,15	4.469,37	1,45	1,45	*0,04*	*0,04*		0,22	0,22	366,68	0,01	0,01
lettera d) Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,15	-	-	1,07	-	*0,03*	-	-	0,22	-	-	0,01	-
lettera e) Altre utenze in media tensione	371,85	0,15	-	3.718,79	1,19	-	*0,03*	-	-	0,22	-	366,68	0,01	-
lettera f) Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	371,85	0,15	-	4.689,96	1,09	-	*0,03*	-	-	0,22	-	366,68	0,01	-
lettera g) Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	371,85	0,15	-	4.689,96	1,09	-	*0,03*	-	-	0,22	-	366,68	0,01	-

Tabella 2 - Componente tariffaria A6

	Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del TIT	*centesimi di euro per punto di prelievo /mese*	*centesimi di euro/kW/mese*	*centesimi di euro/kWh*
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	6,92	-
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,11
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione	8,02		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW		13,71	
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	-	0,11
lettera e)	Altre utenze in media tensione	1.337,12		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 100 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 100 kW		44,22	
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	8.022,73		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		74,21	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		56,56	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		1,41	
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	8.022,73		-
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1.000 kW		-	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1.000 kW e non superiore a 5.000 kW		74,21	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 5.000 kW e non superiore a 10.000 kW		56,56	
	di cui: con potenza impegnata superiore a 10.000 kW		1,41	

Tabella 3: Componenti tariffarie UC3, UC4, UC6 e MCT

Tipologie di contratto di cui comma 2.2 del Testo integrato		UC3		UC4		UC6			MCT	
		centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro / kW/anno	centesimi di euro/kWh	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
lettera a)	Utenza domestica in bassa tensione	-	0,07			-	80,64	0,02	-	0,02
	di cui: residenti con potenza impegnata non superiore a 3 kW									
	per consumi annui fino a 1800 kWh			-	0,01					
	per consumi annui oltre 1800 kWh e fino a 3540 kWh			-	0,10					
	per consumi annui oltre 3540 kWh			-	0,05					
	di cui: residenti con potenza impegnata superiore a 3 kW e non residenti			-	0,05					
lettera b)	Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,07	-	-	-	-	0,07	-	0,02
lettera c)	Altre utenze in bassa tensione									
	di cui: con potenza impegnata non superiore a 1,5 kW	-	0,07	-	0,03	682,08	-	0,02	-	0,02
	di cui: con potenza impegnata superiore a 1,5 kW	-	0,07	-	0,03	682,08	-	0,02	-	0,02
lettera d)	Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,03	-	-	-	-	0,05	-	0,02
lettera e)	Altre utenze in media tensione	-	0,03	-	0,02	39.638,28	-	-	-	0,02
lettera f)	Utenze in alta e altissima tensione diverse da quelle di cui alla lettera g)	-	0,02	-	0,01	-	-	-	-	0,02
lettera g)	Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	-	0,02	-	0,01	-	-	-	-	0,02

Tabella 4: Componenti tariffarie A2, A3, A4, A5, UC e MCT per i soggetti di cui al comma 73.2 del Testo integrat

	A2	*A3*		*A4*	*A5*	*A6*	*UC3*		*UC4*	*UC6*			*MCT*
	(centesimi di euro/kWh)	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/punto di prelievo per anno)*	*(centesimi di euro/kW/anno)*	*(centesimi di euro/kWh)*	*(centesimi di euro/kWh)*
		Aliquota complessiva	*Quota parte di cui al comma 47. 3 del Testo integrato*										
Alluminio primario	0,15	1,09	*0,03*	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa (quantitativi di energia elettrica per trazione in eccesso di quelli previsti dall'art.4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,15	1,09	*0,03*	0,22	0,01	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Ferrovie dello Stato Spa (nei limiti quantitativi previsti dall'articolo 4, comma 2, del decreto del Presidente della Repubblica 22 maggio 1963, n.730)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Utenze sottese, comuni rivieraschi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabella 5: Coefficienti di aggiornamento di cui all'articolo 5

Per punti di prelievo dotati di misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna delle fasce orarie F1, F2 ed F3	
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F1	1,1476
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F2	1,1995
Coefficiente di aggiornamento per i corrispettivi relativi alla fascia F3	1,1052

08A00429

AUGUSTA IANNINI, *direttore*

ALFONSO ANDRIANI, *redattore*
DELIA CHIARA, *vice redattore*

(G803018/1) Roma, 2008 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO

LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
00041	**ALBANO LAZIALE (RM)**	LIBRERIA CARACUZZO	Corso Matteotti, 201	06	9320073	93260286
60121	**ANCONA**	LIBRERIA FOGOLA	Piazza Cavour, 4-5-6	071	2074606	2060205
81031	**AVERSA (CE)**	LIBRERIA CLA.ROS	Via L. Da Vinci, 18	081	8902431	8902431
70124	**BARI**	CARTOLIBRERIA QUINTILIANO	Via Arcidiacono Giovanni, 9	080	5042665	5610818
70121	**BARI**	LIBRERIA EGAFNET.IT	Via Crisanzio, 16	080	5212142	5243613
13900	**BIELLA**	LIBRERIA GIOVANNACCI	Via Italia, 14	015	2522313	34983
40132	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA EDINFORM	Via Ercole Nani, 2/A	051	4218740	4210565
40124	**BOLOGNA**	LIBRERIA GIURIDICA - LE NOVITÀ DEL DIRITTO	Via delle Tovaglie, 35/A	051	3399048	3394340
21052	**BUSTO ARSIZIO (VA)**	CARTOLIBRERIA CENTRALE BORAGNO	Via Milano, 4	0331	626752	626752
91022	**CASTELVETRANO (TP)**	CARTOLIBRERIA MAROTTA & CALIA	Via Q. Sella, 106/108	0924	45714	45714
95128	**CATANIA**	CARTOLIBRERIA LEGISLATIVA S.G.C. ESSEGICI	Via F. Riso, 56/60	095	430590	508529
88100	**CATANZARO**	LIBRERIA NISTICÒ	Via A. Daniele, 27	0961	725811	725811
66100	**CHIETI**	LIBRERIA PIROLA MAGGIOLI	Via Asinio Herio, 21	0871	330261	322070
22100	**COMO**	LIBRERIA GIURIDICA BERNASCONI - DECA	Via Mentana, 15	031	262324	262324
87100	**COSENZA**	LIBRERIA DOMUS	Via Monte Santo, 70/A	0984	23110	23110
50129	**FIRENZE**	LIBRERIA PIROLA già ETRURIA	Via Cavour 44-46/R	055	2396320	288909
71100	**FOGGIA**	LIBRERIA PATIERNO	Via Dante, 21	0881	722064	722064
16121	**GENOVA**	LIBRERIA GIURIDICA	Galleria E. Martino, 9	010	565178	5705693
95014	**GIARRE (CT)**	LIBRERIA LA SEÑORITA	Via Trieste angolo Corso Europa	095	7799877	7799877
73100	**LECCE**	LIBRERIA LECCE SPAZIO VIVO	Via Palmieri, 30	0832	241131	303057
74015	**MARTINA FRANCA (TA)**	TUTTOUFFICIO	Via C. Battisti, 14/20	080	4839784	4839785
98122	**MESSINA**	LIBRERIA PIROLA MESSINA	Corso Cavour, 55	090	710487	662174
20100	**MILANO**	LIBRERIA CONCESSIONARIA I.P.Z.S.	Galleria Vitt. Emanuele II, 11/15	02	865236	863684

Segue: **LIBRERIE CONCESSIONARIE PRESSO LE QUALI È IN VENDITA LA GAZZETTA UFFICIALE**

cap	località	libreria	indirizzo	pref.	tel.	fax
28100	**NOVARA**	EDIZIONI PIROLA E MODULISTICA	Via Costa, 32/34	0321	626764	626764
90138	**PALERMO**	LA LIBRERIA DEL TRIBUNALE	P.za V.E. Orlando, 44/45	091	6118225	552172
90138	**PALERMO**	LIBRERIA S.F. FLACCOVIO	Piazza E. Orlando, 15/19	091	334323	6112750
90145	**PALERMO**	LA LIBRERIA COMMISSIONARIA	Via S. Gregorietti, 6	091	6859904	6859904
90133	**PALERMO**	LIBRERIA FORENSE	Via Maqueda, 185	091	6168475	6177342
43100	**PARMA**	LIBRERIA MAIOLI	Via Farini, 34/D	0521	286226	284922
06087	**PERUGIA**	CALZETTI & MARIUCCI	Via della Valtiera, 229	075	5997736	5990120
29100	**PIACENZA**	NUOVA TIPOGRAFIA DEL MAINO	Via Quattro Novembre, 160	0523	452342	461203
59100	**PRATO**	LIBRERIA CARTOLERIA GORI	Via Ricasoli, 26	0574	22061	610353
00192	**ROMA**	LIBRERIA DE MIRANDA	Viale G. Cesare, 51/E/F/G	06	3213303	3216695
00187	**ROMA**	LIBRERIA GODEL	Via Poli, 46	06	6798716	6790331
00187	**ROMA**	STAMPERIA REALE DI ROMA	Via Due Macelli, 12	06	6793268	69940034
63039	**SAN BENEDETTO D/T (AP)**	LIBRERIA LA BIBLIOFILA	Via Ugo Bassi, 38	0735	587513	576134
10122	**TORINO**	LIBRERIA GIURIDICA	Via S. Agostino, 8	011	4367076	4367076
36100	**VICENZA**	LIBRERIA GALLA 1880	Viale Roma, 14	0444	225225	225238

MODALITÀ PER LA VENDITA

La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:

— **presso l'Agenzia dell'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. in ROMA, piazza G. Verdi, 10 - ☎ 06 85082147;**

— **presso le librerie concessionarie indicate (elenco consultabile sul sito www.ipzs.it)**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Funzione Editoria - U.O. DISTRIBUZIONE
Attività Librerie concessionarie, Vendita diretta e Abbonamenti a periodici
Piazza Verdi 10, 00198 Roma
fax: 06-8508-4117
e-mail: editoriale@ipzs.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando il codice fiscale per i privati. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

Le inserzioni, come da norme riportate nella testata della parte seconda, si ricevono con pagamento anticipato, presso le agenzie in Roma e presso le librerie concessionarie.

Per informazioni, prenotazioni o reclami attinenti agli abbonamenti oppure alla vendita della *Gazzetta Ufficiale* bisogna rivolgersi direttamente all'Amministrazione, presso l'Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato - Piazza G. Verdi, 10 - 00100 ROMA

Gazzetta Ufficiale Abbonamenti	Vendite	Ufficio inserzioni	Numero verde
☎ 800-864035 - Fax 06-85082520	☎ 800-864035 - Fax 06-85084117	☎ 800-864035 - Fax 06-85082242	☎ 800-864035

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

CANONI DI ABBONAMENTO ANNO 2008 (salvo conguaglio) (*)

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

			CANONE DI ABBONAMENTO
Tipo A	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari:		
	(di cui spese di spedizione € 257,04)	- annuale	€ **438,00**
	(di cui spese di spedizione € 128,52)	- semestrale	€ **239,00**
Tipo A1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi i soli supplementi ordinari contenenti i provvedimenti legislativi:		
	(di cui spese di spedizione € 132,57)	- annuale	€ **309,00**
	(di cui spese di spedizione € 66,28)	- semestrale	€ **167,00**
Tipo B	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale:		
	(di cui spese di spedizione € 19,29)	- annuale	€ **68,00**
	(di cui spese di spedizione € 9,64)	- semestrale	€ **43,00**
Tipo C	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della CE:		
	(di cui spese di spedizione € 41,27)	- annuale	€ **168,00**
	(di cui spese di spedizione € 20,63)	- semestrale	€ **91,00**
Tipo D	Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali:		
	(di cui spese di spedizione € 15,31)	- annuale	€ **65,00**
	(di cui spese di spedizione € 7,65)	- semestrale	€ **40,00**
Tipo E	Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni:		
	(di cui spese di spedizione € 50,02)	- annuale	€ **167,00**
	(di cui spese di spedizione € 25,01)	- semestrale	€ **90,00**
Tipo F	Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, ed ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 383,93)	- annuale	€ **819,00**
	(di cui spese di spedizione € 191,46)	- semestrale	€ **431,00**
Tipo F1	Abbonamento ai fascicoli della serie generale inclusi i supplementi ordinari con i provvedimenti legislativi e ai fascicoli delle quattro serie speciali:		
	(di cui spese di spedizione € 264,45)	- annuale	€ **682,00**
	(di cui spese di spedizione € 132,22)	- semestrale	€ **357,00**

N.B.: L'abbonamento alla GURI tipo A, A1, F, F1 comprende gli indici mensili
Integrando con la somma di € 80,00 il versamento relativo al tipo di abbonamento alla *Gazzetta Ufficiale* - parte prima - prescelto, si riceverà anche l'**Indice Repertorio Annuale Cronologico per materie anno 2008.**

CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

Prezzi di vendita:		
	serie generale	€ 1,00
	serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico	€ 1,50
	supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Bollettino Estrazioni, ogni 16 pagine o frazione	€ 1,00
	fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico	€ 6,00

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI ED APPALTI

(di cui spese di spedizione € 127,00)	- annuale	€ **295,00**
(di cui spese di spedizione € 73,00)	- semestrale	€ **162,00**

GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II

(di cui spese di spedizione € 39,40)	- annuale	€ **85,00**
(di cui spese di spedizione € 20,60)	- semestrale	€ **53,00**

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,00
I.V.A. 20% inclusa

RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

Abbonamento annuo		€ **190,00**
Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5%		€ **180,50**
Volume separato (oltre le spese di spedizione)	€ 18,00	

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero i prezzi di vendita, in abbonamento ed a fascicoli separati, anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli, vengono stabilite, di volta in volta, in base alle copie richieste.

N.B. - Gli abbonamenti annui decorrono dal 1° gennaio al 31 dicembre, i semestrali dal 1° gennaio al 30 giugno e dal 1° luglio al 31 dicembre.

RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI IN USO APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO

ABBONAMENTI UFFICI STATALI
Resta confermata la riduzione del 52% applicata sul solo costo di abbonamento

* tariffe postali di cui al Decreto 13 novembre 2002 (G.U. n. 289/2002) e D.P.C.M. 27 novembre 2002 n. 294 (G.U. 1/2003) per soggetti iscritti al R.O.C.